



УДК (550.83.05:552.5):551.762.3/.763.1(571.1)

ОПЫТ СТАТИСТИЧЕСКОЙ ИНТЕРПРЕТАЦИИ ПАРАМЕТРОВ ГИС ДЛЯ ВЫЯВЛЕНИЯ ЭПИГЕНЕТИЧЕСКИХ ПРЕОБРАЗОВАНИЙ В ПЕСЧАНЫХ ПЛАСТАХ ВЕРХНЕЙ ЮРЫ И НИЖНЕГО МЕЛА КАК ИНДИКАТОРОВ КАЧЕСТВА ФЛЮИДОУПОРА БАЖЕНОВСКОЙ И МАРЬЯНОВСКОЙ СВИТ

И. А. Мельник, К. Ю. Смирнова

Томский филиал Сибирского НИИ геологии, геофизики и минерального сырья, Томск, Россия

Рассмотрены принципы статистической интерпретации материалов ГИС, позволяющие вычислять интенсивности вторичных процессов в песчаных интервалах. Подтверждено, что интенсивности процессов наложенного эпигенеза могут служить индикатором каналов глубинной флюидомиграции. Отношение усредненных интенсивностей вторичной каолинизации меловых песчаников к усредненным интенсивностям в юрских отложениях связано с качеством флюидоупора (баженовской и марьяновской свит), присутствием либо отсутствием в нем разломов и трещин.

Ключевые слова: флюидомиграция, углеводороды, вторичная каолинизация, наложенный эпигенез, определение разломов и трещин в покрышках, геофизические исследования скважин.

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

I. A. Melnik, K. Yu. Smirnova

Tomsk Branch of the Siberian Research Institute of Geology, Geophysics and Mineral Resources, Tomsk, Russia

The paper considers the principles of statistic interpretation of well logging data, which can be used to estimate the intensity of secondary processes in sandstone intervals. It has been proved that the intensity of superimposed epigenesis can indicate the channels of deep fluid migration. The ratio of the average intensity of secondary kaolinisation of the Cretaceous sandstones to the average intensity of the same in the Jurassic strata depends on the seal quality (Bazhenovskaya and Maryanovskaya formations), and the presence or absence of faults and fractures therein.

Keywords: fluid migration, hydrocarbons, secondary kaolinisation, superimposed epigenesis, location of faults and fractures in seals, geophysical well logging.

DOI 10.20403/2078-0575-2017-3-58-66

Как правило, исследования процессов наложенного эпигенеза в осадочном чехле Западно-Сибирской плиты, обусловленные вторичными изменениями пород в результате миграции флюидов, ограничиваются двумя комплексами отложений (юрским и меловым), разделенными региональным экраном: баженовской свитой и ее аналогом – марьяновской. При этом вторичные процессы (процессы наложенного эпигенеза) в каждом комплексе отложений часто изучаются вне зависимости от дизъюнктивной тектоники и друг от друга. В свою очередь, это может привести к ошибочным представлениям о причинах образования вторичных минералов, влияющих на коллекторские свойства нефтегазоносных отложений.

Например, повышенная интенсивность вторичной карбонатизации в меловых и юрских пластах часто ассоциируется с процессами, происходящими на водонефтяном контакте (ВНК) [2, 10, 15]. Также исследования показали [3, 11, 12, 14], что интенсивная вторичная кальцитизация в пластах, залегающих

выше покрышки, может происходить в результате проявления разрывных нарушений, затрагивающих флюидоупор. Как указывает А. Д. Коробов с соавторами [9]: «Разгерметизация системы в условиях повышенного давления CO_2 , вызванная заметным усилением тектонических подвижек и активизацией трещинообразования, приводила к „вскипанию“ горячих растворов, потере углекислоты и ощелачиванию вод. Это вызывало карбонатный метасоматоз».

Следовательно, литолого-геохимическое изучение верхних горизонтов необходимо проводить в совокупности с изучением нижележащих пластов, а также глинистости и трещиноватости существующих покрышек. Возникает необходимость в исследованиях керна, а при его отсутствии – материалов геофизических исследований скважин (ГИС). Поскольку традиционная интерпретация каротажных диаграмм не позволяет изучить геохимию и минералогию вторичных процессов, в Томском филиале СНИИГиМС была разработана инновационная технология статистической интерпретации стандарт-



ных материалов ГИС (ПС, КС, НГК, ГК), на основании которых в песчаных пластах-коллекторах можно определять интенсивность протекания процессов наложенного эпигенеза (каолинитизации, карбонатизации, пиритизации и пелитизации) [5–7].

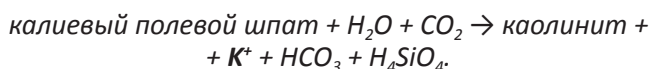
Данная работа позволяет в общих чертах показать возможную зависимость эпигенетических процессов и их интенсивности в юрских и меловых отложениях от петрофизических характеристик флюидоупора на примере исследований песчаных отложений неокома и юры на различных площадях (Мартовской, Чачанской, Крыловской, Болтной и др.), вскрытых скважинами в Томской области.

Принцип интерпретации материалов ГИС

Рассмотрим принципы методики статистической интерпретации материалов ГИС. Пусть даны две дискретные выборки, например, пористость песчаной породы и глинистость исследуемого интервала пласта. Важнейший показатель их корреляции (X, Z) – коэффициенты корреляции R и аппроксимации R^2 , определяющихся следующим образом:

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

где σ – 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 и общей пористости с большой долей вероятности можно говорить о присутствии эпигенетического преобразования породы, приводящего к вторичной каолинитизации в исследуемом песчаном интервале [4–8], где в результате поступления глубинных флюидов с растворенной углекислотой углекислотный метасоматоз может протекать так [3]:



В кислых средах 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.

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 [7]:

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

где q – количество выборочных значений с положительной корреляцией пористости и глинистости

(для вторичной каолинитизации), определяемых по данным ГИС (при условии тесноты связи $R_i > +0,6$ и уровне значимости 0,05; n – генеральная выборка (количество точек песчаного интервала)).

Статистический параметр (назовем его *интервальным*) Y выражает интервальную меру влияния эпигенетических процессов в песчаниках исследуемых пластов, т. е. в данном случае показывает долю исследуемого интервала (вещества), в которой с увеличением глинистости увеличивается пористость в связи с эпигенетической каолинитизацией.

Произведение статистических параметров $i = YR^2$ выражает как качественную, так и количественную статистические характеристики интенсивностей декларируемых процессов [7]. При сопоставлении интенсивностей процессов (определяемых по данным ГИС) с содержанием вторичных минералов (каолинита и карбонатов, определенных в результате петрографических исследований шлифов) были получены следующие коэффициенты корреляции: $R_{карб} = +0,9$; $R_{каолин} = +0,78$ [5, 6]. Это позволяет применять инновационную технологию интерпретации материалов ГИС для решения поставленных задач.

Теоретические предпосылки

На основании флюидодинамической концепции минералообразования, метода диагностики покрышек и термодинамических условий образования вторичных минералов [3, 10, 12–16] введем следующие основные утверждения.

1. В результате тектонических процессов в земной коре образуются разломы и трещины, по которым снизу (из фундамента) вверх устремляются гидротермы, их разгрузка происходит в коллекторах с глинистым флюидоупором.

2. Все покрышки по качеству проникновения флюидов можно разделить на две основных группы – *слабо трещиноватые* и *«разломные»* (дизъюнктивные). К первому типу покрышек относятся такие флюидоупоры, в которых отсутствуют «сквозные» разломы, уходящие корнями в доюрское основание. Образование трещиноватых (трещины отрыва, растяжения) и проницаемых зон в этих сплошных экранов обусловлено неотектоническими движениями земной коры. Причем зоны проницаемости образуются, как правило, после длительного времени существования коллектора в квазизамкнутом состоянии. В отличие от этой группы «разломные» покрышки связаны с разломом по фундаменту, с единым и одновременным формированием дизъюнктивов.

3. Воды из фундамента в районе исследований обычно поступают с растворенной углекислотой. Следовательно, для первой группы покрышек интенсивность образования углекислотных метасоматитов (например, каолинитов) в песчаниках юры и мела сильно зависит от времени существования коллектора в квазизамкнутом состоянии. Для второй группы разница в интенсивности гидротермальных изменений пород юры и мела в большей



степени зависит от различия их емкостных и фильтрационных свойств (при прочих равных условиях).

4. В группе скважин, где фигурируют слабо трещиноватые покрышки, средняя интенсивность вторичной каолинитизации меловых отложений будет меньше таковой в юрских отложениях и, наоборот, в группе скважин с флюидоупорами, затронутыми дизъюнктивными нарушениями, интенсивность вторичной каолинитизации в меловых отложениях будет превышать среднюю интенсивность каолинитизации юрских песчаников.

Итак, введенные утверждения позволяют сформулировать следующие относительные геохимические критерии качества покрышки

Рассмотрим группы скважин со слабо трещиноватыми покрышками (*первая группа*) и с присутствием «сквозных» разломов, секущих флюидоупор и затухающих в меловых пластах (*вторая группа*). Для *первой* группы отношение усредненных значений интенсивности каолинитизации песчаных пород мела к интенсивности каолинитизации пород юры будет меньше единицы, а для *второй* – больше единицы либо близко к ней.

В *первой* группе скважин кислые растворы, мигрирующие по разломам, которые уходят корнями в фундамент и «затухают» в юрских пластах, заполняя юрские коллекторы, пока еще не связаны с меловым комплексом отложений. Гидротермальные процессы приводят к аномальным явлениям каолинитизации и карбонатизации пород. Затем после разгерметизации флюидоупора и гидролиза неустойчивых алюмосиликатных пород каркаса, реакций гидратации и ионного обмена в породах под воздействием перегретых водных растворов, обогащенных CO_2 , с повышением щелочности остаточных флюидов ощелоченный [12] раствор, мигрирующий в меловые отложения, карбонатирует (кальцитизирует) верхние пласты. Чем меньше период квазизамкнутого состояния (т. е. разгерметизации происходит быстрее), тем больше отношение интенсивностей каолинитизации пород мела к таковой юры, причем интенсивность вторичной карбонатизации пород юры уменьшается. В итоге отношения интенсивностей карбонатизации пород мела к таковой юры должны быть прямо пропорциональны отношениям усредненных интенсивностей соответствующих процессов каолинитизации.

Во *второй* группе скважин разлом, секущий фундамент и покрышку, «затухает» в меловых пластах. Хорошо известно, что в меловых песчаных породах емкость открытых пор больше, чем в ниже-среднеюрских песчаниках [10]. Поэтому интенсивность вторичных преобразований вещества пород в приразломных зонах под воздействием мигрирующих вверх флюидов, заполняющих пористую среду, в значительной степени зависит от их фильтрационно-емкостных свойств. Проявление интенсивности углекислотных метасоматических преобразований в меловых отложениях должно быть более значимо по сравнению юрскими пластами

при прочих равных условиях. С увеличением степени раскрытости разлома скорость течения флюида будет увеличиваться, а интенсивность вторичной каолинитизации в юрских пластах – уменьшаться. Степень раскрытости и длительность активизации разлома контролирует значение отношения интенсивностей каолинитизации песчаных пород мела и юры. В связи с доминированием одновременного процесса углекислотного метасоматоза по всему разрезу скважин вторичная карбонатизация должна проявляться слабее в сравнении с *первой* группой. Здесь при увеличении отношения интенсивностей процесса каолинитизации в породах юры и мела отношение интенсивностей карбонатизации меловых пород к таковой юрских песчаников будет падать.

Следует также отметить, что взаимосвязь процессов преобразования пород юрских пластов с процессами в меловых отложениях (влияние процессов разломной тектоники на процессы в юрских и меловых отложениях и соотношение этих процессов в породах юры и мела с корреляцией между выборками интенсивностей вторичной каолинитизации) для *первой группы* скважин будет значительнее, чем для *второй*. Это связано с трещиноватостью пород *первой группы*, т. е. с раскрытостью трещин, которые контролируют процесс интенсивности каолинитизации в песчаниках [4]. Анализ полученных данных показал: чем интенсивнее каолинитизация пород в юре (обусловленная как трещиноватостью, так и периодом существования юрских коллекторов в квазизамкнутом состоянии), тем меньше интенсивность карбонатизации пород мела. Со временем температура раствора в квазизамкнутом коллекторе понижается, а после разгерметизации юрских пластов кальцитизация меловых отложений осуществляется с меньшей интенсивностью.

Известно, что главными факторами, контролирующими качество покрышек, являются их мощность и глинистость. Очевидно, что при прочих равных условиях для *первой группы* скважин с увеличением мощности и коэффициента глинистости флюидоупора увеличится и время удержания коллектора в квазизамкнутом состоянии. Отношение интенсивностей каолинитизации меловых пород и юрских песчаников будет обратно пропорционально мощности покрышки. И, наоборот, влияние раскрытых, «не залеченных» трещин и разломов (с повышенной скоростью фильтрации флюидов) на скорость процесса преобразования пород может доминировать над влиянием временного фактора. В случае тектонической активизации, независимо от мощности и качества флюидоупора, степень раскрытости трещин и разломов возрастет [1] и, следовательно, отношение интенсивности каолинитизации пород мела к таковой юры увеличится.

Эмпирические результаты и их обсуждения

Для подтверждения приведенной теоретической аргументации с помощью технологии стати-

стической интерпретации материалов ГИС были исследованы 447 меловых и 154 юрских песчаных интервала разрезов 20 скважин, пробуренных на различных структурах восточной части Томской области (Южно-Пыжинской, Чачанской, Вездеходной, Мартовской, Восток 1, Восток 3, Корбыльской, Болтной и др.). Анализ принадлежности скважин к какой-либо из перечисленных групп показал, что в каждой группе оказалось по 10 скважин. По материалам ГИС в каждой скважине были выделены баженовская и марьяновская свиты, определены их мощности и коэффициенты глинистости. Были использованы литолого-петрографические описания керна из флюидоупоров и песчаных пластов мезозоя по делам скважин, выполненные специалистами Томского территориального геологического управления, Томского политехнического института и др. (трещиноватость, минеральный состав и вторичные преобразования). Кроме того, производилось трассирование разрывных нарушений по сейсмическим данным.

Так, для *первой* группы скважин (наличие слабо трещиноватой покрышки) основным флюидоупором являются образования марьяновской свиты, представленные прежде всего аргиллитами, часто хрупкими, тонкоплитчатыми, сильно трещиноватыми, сложенными преимущественно глинистыми минералами хлорит-гидрослюдистого состава с примесью чешуек слюды. Трещины заполнены кальцитом. Наблюдаются гнезда пирита, большое содержание в породах скоплений остатков фауны пелеципод, цефалопод, отпечатков крючков иглокожих и раковин аммонитов. Реже породы представлены песчаниками, крепко сцементированными карбонатным цементом, и алевролитами, очень крепкими, глинистыми, местами известковистыми.

Вторая группа скважин связана с присутствием разрывных нарушений, проникающих из фундамента в осадочный чехол и затрагивающих флюидоупор, – «разломный» тип покрышки, представленной аргиллитами карбонатизированными и окремненными, с редкими включениями ростров белемнитов и раковин моллюсков, карбонатных минералов (кальцита, сидерита), а также отдельных зерен и гнезд пирита.

При обобщении результатов анализа керна из отложений баженовской (марьяновской) свиты из 20 скважин на территории Томской области, установлено, что, несмотря на общий схожий состав данных образований, породы из *первой* группы отличаются повышенной трещиноватостью и также большим содержанием аутигенных карбонатов (кальцит, сидерит).

Определение по данным ГИС статистических интенсивностей (i) эпигенетических каолинитизации и карбонатизации в 20–25 песчаных интервалах со средним количеством выборочных значений интенсивностей в меловых породах около 300 ед., в юрских – около 100 ед. для каждой скважины позволяет набрать статистически значимую выборку.

Сопоставления вычисленных относительных интенсивностей эпигенетической карбонатизации меловых и юрских пород с такими же относительными интенсивностями каолинитизации для исследуемых скважин позволили получить две противоположные зависимости, которые полностью соответствуют теоретическим допущениям для обеих групп скважин (рис. 1). Их линии тренда описываются полиномиальной квадратичной функцией. На рис. 1 видно, что граница раздела двух групп лежит в интервале непрерывно повышающейся относительной каолинитизации: $i(M)/i(Y)_{\text{каоол}} = 0,66–0,69$. Причем для *второй* группы скважин заметен сильный «всплеск» относительной вторичной карбонатности в начале оси относительной каолинитизации, т. е. $i(M)/i(Y)_{\text{каоол}} = 0,7$. По всей видимости, это связано с переходным процессом, когда разрыв покрышки по времени совпадает с окончанием заполнения гидротермами юрских отложений. В этом случае интенсивность вторичной карбонатности меловых отложений будет значительно выше этого параметра для юрских пластов.

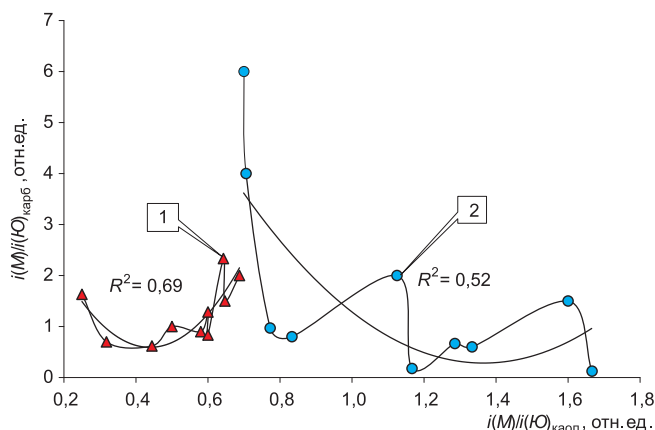


Рис. 1. Сопоставление относительной интенсивности вторичной карбонатизации в меловых пластах к вторичной карбонатизации в юрских отложениях с такой же относительной интенсивностью вторичной каолинитизации (1, 2 – группы скважин со слабо трещиноватой и тектонически нарушенной покрышками)

В *первой* группе скважин также проявляются аналогичные «всплески». Например, аномалия в разрезе Южно-Пыжинской скв. 1 с координатами $i(M)/i(Y)_{\text{каоол}} = 0,25$ и $i(M)/i(Y)_{\text{карб}} = 1,63$ явно обусловлена подтоком гидротерм в юрские пласты по незаключенным разрывным нарушениям из фундамента в осадочный чехол, т. е. длительным присутствием глубинной гидродинамической связи юрских отложений и пород фундамента до момента образования интенсивной трещиноватости, разрыва флюидоупора. Резкий перепад давлений в резервуарах юрского комплекса привел к изменению pH гидротермального раствора в сторону щелочности и выпадению карбонатных минералов в породах нижних песчаных пластов ачимовского комплекса по образовавшемуся трещиноватому каналу.

Итак, сопоставление выборок относительной интенсивности вторичной карбонатизации к относи-

тельной интенсивности каолинитизации позволяет определять не только группу, но условия проникновения разрывных нарушений в пределы покровов. В свою очередь, проведение сопоставления между собой статистических параметров (YR^2) различной геохимической природы не всегда корректно. Для этих целей необходимо провести унификацию данных параметров согласно уравнению [8]:

$$I = \exp\left(\frac{\langle G_i \rangle + C}{s}\right) - 1,$$

где $\langle G_i \rangle = IR^2 / \langle YR^2 \rangle$ – относительный статистический параметр, являющийся инвариантом для вторичных процессов при вычислении I – интенсивности вторичной каолинитизации и карбонатизации, где константы для вычисления данных интенсивностей $C = 3,5$, $s = 12,2$.

В этом случае сопоставление выборки интенсивности эпигенетической каолинитизации юрских пластов с выборкой интенсивности карбонатизации меловых отложений (только для первой группы скважин за исключением Южно-Пыжинской 1) выявило обратно пропорциональную зависимость с коэффициентом корреляции $R = -0,66$. Если сопоставить выборки данных интенсивностей для первой группы скважин, расположенных выше координаты $i(M)/i(Ю)_{\text{каоол}} = 0,54$ (см. рис. 1), то получим обратную корреляцию с более высоким коэффициентом $R = -0,90$. Этот факт подтверждает следующую концепцию: *влияние трещиноватости породы на интенсивность ее преобразования при относительно малом временном периоде нахождения коллектора в квазизамкнутом состоянии становится доминирующим относительно влияния временного параметра*. С уменьшением трещиноватости данной подгруппы скважин интенсивность эпигенетической каолинитизации песчаных пластов в мелу растет, а процессов вторичной карбонатизации уменьшается. По всей видимости, чем меньше период времени существования квазизамкнутого коллектора с соответствующей амплитудой тектонического импульса, тем меньше трещиноватость породы, т.е. при этих условиях обнаруживается природное явление – «фликкер-шум», известный по обратной зависимости амплитуды от частоты проявления. В нашем случае с увеличением частоты тектонических импульсов проявляется режим малоамплитудных колебаний с образованием незначительной трещиноватости песчаных пород (и покровов). Вертикальный гидротермальный поток предположительно кислых флюидов при росте трещиноватости, увеличивающей интенсивность процессов вторичной каолинитизации как в юрском, так и в меловом комплексах отложений, приводит к уменьшению интенсивности вторичной карбонатизации в меловом.

Сопоставление параметров интенсивности процессов эпигенетической каолинитизации меловых и юрских песчаников, вскрытых скважинами обеих

групп, показало значительное различие коэффициентов их корреляции (рис. 2). Для первой группы $R_1 = +0,93$, для второй $R_2 = +0,69$. Уменьшение корреляционной связи для второй группы объясняется значительными изменениями интенсивности каолинитизации пород юрских пластов (стандартное отклонение интенсивности каолинитизации в юре в 2 раза выше, чем в мелу). К тому же с увеличением отношения $i(M)/i(Ю)_{\text{каоол}}$ изменение интенсивности вторичной каолинитизации юрских пластов подчиняется обратной степенной зависимости с коэффициентом $R = -0,88$. Возможно, что процесс каолинитизации регулируется изменением pH среды в зависимости от раскрытости и запаздывания образования разлома, затрагивающего флюидопор, относительно времени образования разлома по фундаменту.

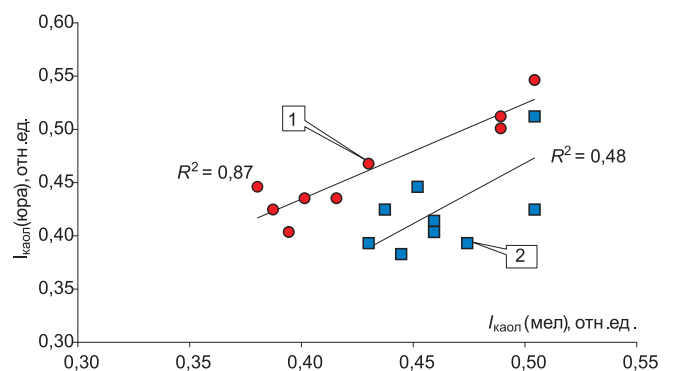


Рис. 2. Сопоставление интенсивностей вторичной каолинитизации песчаных пластов юры и мела (1, 2 – группы скважин со слабо трещиноватой и тектонически нарушенной покровками)

Для подтверждения результатов, полученных с помощью инновационной интерпретации данных ГИС, необходимо было проследить наличие разломов вблизи каждой скважины. Выделение дизъюнктивных нарушений на временных сейсмических разрезах выполнялось визуально, по изменению волновой картины. Тектонические нарушения прослежены с различной степенью достоверности. Так, на территории исследования проанализированы 32 сейсмических разреза, 13 для первой группы скважин и 18 для второй. Из 8 скважин второй группы 6 оказались в непосредственной близости от разлома (на расстоянии около 1 км). Скважины первой группы попали в основном в зоны трещиноватости, а разломы располагались на расстоянии от 4 км и более.

В качестве примера приведем сейсмограммы временных разрезов скважин Мартовской 430 (первая группа, $i(M)/i(Ю)_{\text{каоол}(1)} = 0,32$ отн. ед.) и Мартовской 431 (вторая группа, $i(M)/i(Ю)_{\text{каоол}(2)} = 1,6$ отн. ед.). Расположены они на Владимировском мегавыступе, на достаточно близком расстоянии друг от друга (4 км) в относительно схожих геологических условиях (рис. 3).

Проведенные ранее исследования указывают на то, что влияние разломов на интенсивность вторичных процессов в песчаных породах проявляется в основном на расстоянии примерно до 1 км [4].

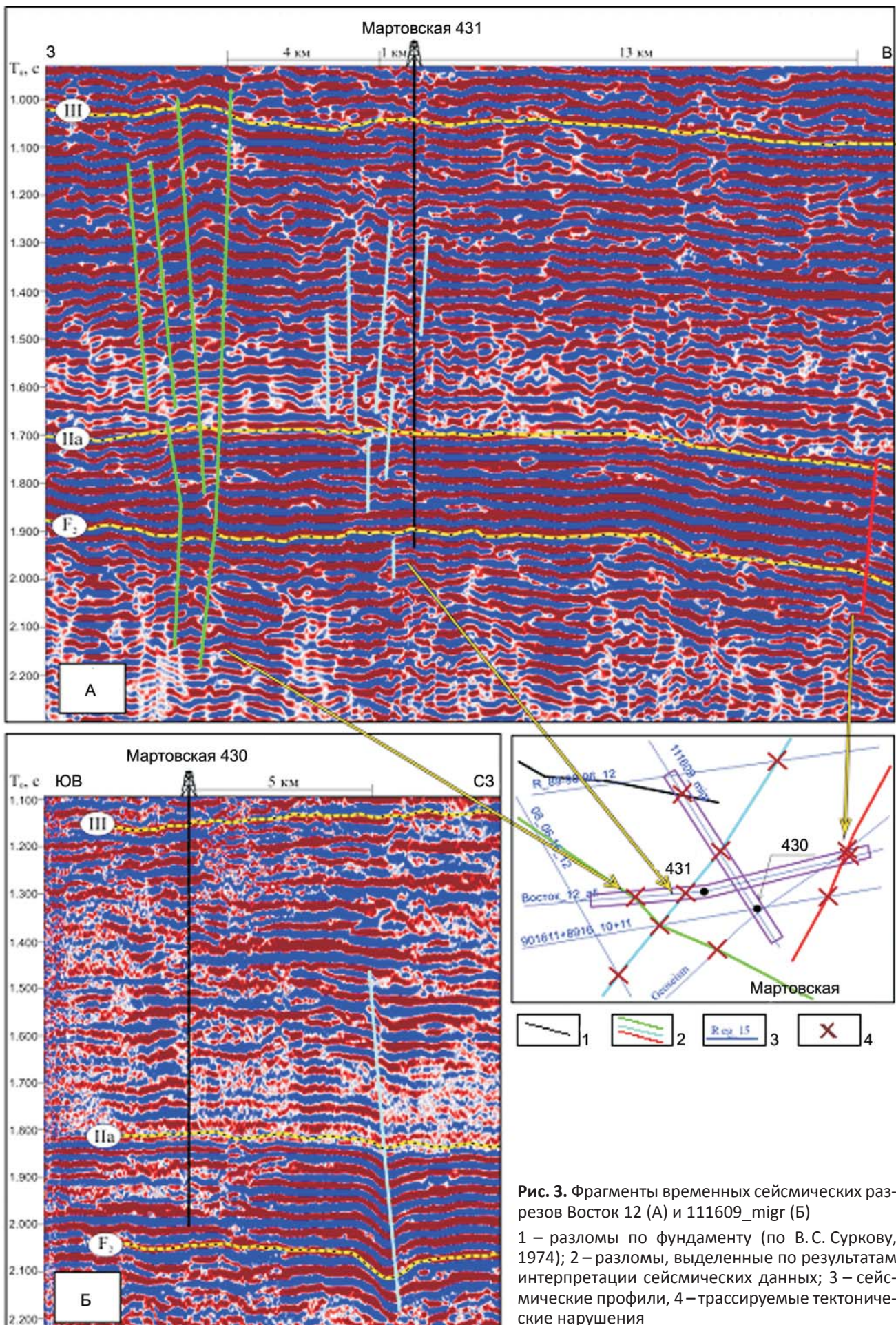


Рис. 3. Фрагменты временных сейсмических разрезов Восток 12 (А) и 111609_migr (Б)
 1 – разломы по фундаменту (по В. С. Суркову, 1974); 2 – разломы, выделенные по результатам интерпретации сейсмических данных; 3 – сейсмические профили, 4 – трассируемые тектонические нарушения

Трассирование разрывных нарушений на сейсмических профилях вблизи скважин показало, что в непосредственной близости (<1 км) от скв. 431 прослеживается разрывное нарушение (голубой цвет на рис. 3), которое наблюдается в пределах доюрского основания, а также в юрских и нижнемеловых отложениях. По всей видимости, данный разлом растяжения является основным флюидопроводящим каналом, оказывающим сильное воздействие на интенсивность процессов вторичной каолинитизации меловых и юрских пластов в околоскважинной области. В свою очередь, ближайший к скв. 430 разлом расположен на расстоянии более 4 км. Поэтому данная околоскважинная зона будет относиться к группе скважин, вскрывших верхнеюрскую толщу с трещиноватым флюидоупором.

Очевидно, что отношение интенсивностей каолинитизации пород мела к этому же параметру для пород юры будет связано с качеством покрышки $H = h K_{гп}$, где h – мощность покрышки (баженовской и марьяновской свит), $K_{гп}$ – коэффициент глинистости флюидоупора, вычисляемый на основании определения $\alpha_{пс}$ по каротажной диаграмме собственной поляризации (ПС).

Сопоставление величин относительной каолинитизации $i(M)/i(Y)_{каол}$ с качеством покрышки 20 скважин выявило четыре линейные зависимости (рис. 4). Заметно, что регрессии a и b в основном определяют первую группу скважин, а зависимости c и d – вторую группу. При этом регрессия в подгруппе a обратно пропорциональна в отличие от остальных прямо пропорциональных зависимостей. Обратная регрессия $i(M)/i(Y)_{каол(a)} = 0,25-0,50$ обусловлена относительно длительным периодом времени существования замкнутого состояния юрских пластов, при котором с увеличением мощности и качества флюидоупоров увеличивается период ненарушенного состояния покрышек. С ростом времени нахождения юрских отложений в квазизамкнутом состоянии увеличивается интенсивность их эпигенетической каолинитизации и уменьшается

интенсивность каолинитизации пород в меловых пластах.

Во второй подгруппе b регрессия $i(M)/i(Y)_{каол(b)} = 0,58-0,65$ – прямо пропорциональная зависимость относительной каолинитизации от качества покрышки, обусловленная прямой зависимостью степени раскрытости трещин флюидоупора от его мощности. В результате увеличивается интенсивность каолинитизации меловых отложений. Влияние трещиноватости на относительный параметр каолинитизации доминирует над влиянием временного фактора.

Подгруппы c ($i(M)/i(Y)_{каол(c)} = 0,69-1,17$) и d ($i(M)/i(Y)_{каол(d)} = 1,29-1,67$) второй группы скважин различаются между собой скоростью уменьшения интенсивности каолинитизации пород юры в зависимости от увеличения относительного параметра $i(M)/i(Y)_{каол}$. Для подгруппы c степень изменения интенсивности этого параметра более значима. В свою очередь, только в подгруппе d с увеличением трещиноватости песчаных отложений уменьшается интенсивность каолинитизации пород юры, т. е. увеличивается относительный параметр. Очевидно, что влияние повышенной трещиноватости обусловило выделение группы скважин d в отдельную подгруппу.

Итак, полученная группа регрессивных зависимостей величин относительной каолинитизации от качества покрышки служит еще одним подтверждением информативной состоятельности параметра относительной каолинитизации для определения околоскважинных тектонических нарушений флюидоупора.

Выводы

По результатам проведенных исследований можно сделать следующие выводы:

1. Отношения усредненных интенсивностей каолинитизации в меловых песчаниках к каолинитизации в юрских отложениях контролируется состоянием качества региональной покрышки (баженовской и марьяновской свит) с точки зрения присутствия либо отсутствия близко расположенного к скважине флюидопроницаемого разлома, затрагивающего флюидоупор.

2. При сравнении относительных величин (j) вторичной каолинитизации с граничным значением $j_{гп} = i(M)/i(Y)_{каол} = 0,66-0,69$ отн. ед. при отсутствии кернового материала можно определять качество покрышки в околоскважинной зоне: при $j < j_{гп}$ покрышка слабо трещиноватая, при $j > j_{гп}$ «разломная».

3. В результате сопоставления относительной каолинитизации и относительной вторичной карбонатизации можно определять условное время существования коллектора в квазизамкнутом состоянии.

Таким образом, применение инновационной технологии статистической интерпретации материалов ГИС в комплексе с анализом данных сейсморазведки и результатов изучения керна

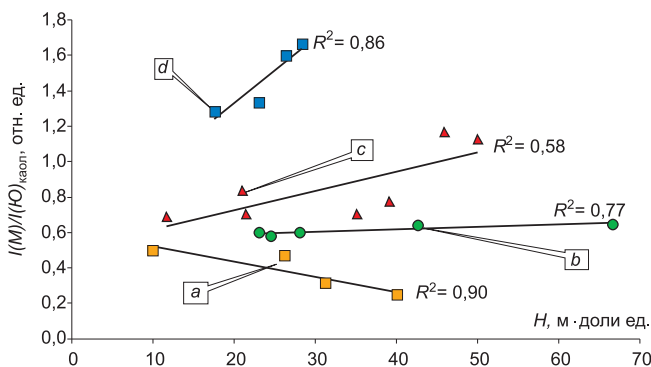


Рис. 4. Сопоставление значений относительной интенсивности вторичной каолинитизации пород в меловых и юрских отложениях с учетом покрышки различного качества (баженовская и марьяновская свиты): a , b – подгруппы скважин первой группы, c , d – подгруппы скважин второй группы



скважин позволяет решать проблему выявления покрышек с тектоническими нарушениями, а также определять зоны возможной миграции УВ флюидов из нижележащих юрских пластов в меловые отложения.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. **Голф-Рахт Т. Д.** Основы нефтепромысловой геологии и разработки трещиноватых коллекторов. – М.: Недра, 1986. – 608 с.
2. **Карнюшина Е. Е.** Основные причины возникновения зон карбонатной цементации в толщах нефтегазоносных бассейнов // Вестн. Моск. ун-та. Сер. 4. Геология. – 2012. – № 5. – С. 47–49.
3. **Лебедев Б. А.** Геохимия эпигенетических процессов в осадочных бассейнах. – Л.: Недра, 1992. – 239 с.
4. **Мельник И. А.** Вторичная каолинизация песчаных пластов как признак тектонических нарушений осадочного чехла // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2014. – № 9. – С. 22–27.
5. **Мельник И. А.** Вычисление интенсивности вторичных геохимических процессов в песчаных пластах по материалам геофизических исследований скважин // Каротажник. – 2014. – № 1. – С. 52–66.
6. **Мельник И. А.** Выявление вторично преобразованных терригенных коллекторов на основе статистической интерпретации материалов ГИС // Геофизика. – 2013. – № 4. – С. 29–36.
7. **Мельник И. А.** Определение интенсивности вторичных геохимических процессов на основе статистической интерпретации материалов ГИС // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2012. – № 11. – С. 35–40.
8. **Мельник И. А.** Соотношение временных параметров геохимического процесса наложенного эпигенеза и «золотое сечение» // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2015. – № 5. – С. 30–39.
9. **Парагенезисы** и история формирования глинистых и титанистых минералов терригенных коллекторов Западной Сибири – основа прогноза зон нефтегазоаккумуляции / А. Д. Коробов, Л. А. Коробова, А. Т. Колотухин и др. // Изв. Саратов. ун-та. Сер. Науки о Земле. – 2013. – Вып. 1, т. 13. – С. 69–78.
10. **Перозио Г. Н.** Эпигенез терригенных осадочных пород Западно-Сибирской низменности. – М.: Недра, 1971. – 158 с.
11. **Предтеченская Е. А., Злобина О. Н.** О вещественном составе и механизме формирования «промежуточного коллектора» в доманикитах в зонах вертикальной миграции УВ флюидов (на примере баженовской свиты) // Формулирование современного варианта теории (новой парадигмы) глубинного абиогенно-мантийного происхождения нефти и газа: Матер. Пярых кудрявцевских чтений – Всерос. конф. по глубинному генезису нефти. М.: ЦГЭ, 2016. – Точка доступа: http://conference.deepoil.ru/images/stories/docs/5KR/Theses/Predtechenskay-Zlobina_Theses.pdf.

ru/images/stories/docs/5KR/Theses/Predtechenskay-Zlobina_Theses.pdf.

12. **Предтеченская Е. А., Злобина О. Н., Бурлева О. В.** Минералогические и геохимические аномалии как индикаторы флюидодинамических процессов в юрских нефтегазоносных отложениях Западно-Сибирской плиты // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2015. – № 1. – С. 11–24.
13. **Прозорович Г. Э.** Покрышки залежей нефти и газа. – М.: Недра, 1972. – 120 с.
14. **Розин А. А., Сердюк З. Я.** Преобразование состава подземных вод и пород Западно-Сибирской плиты под воздействием глубинного углекислого газа // Литология и полезные ископаемые. – 1970. – № 4. – С. 102–113.
15. **Сахибгареев Р. С.** Эпигенез юрских и меловых отложений центральной части Западно-Сибирской низменности // Советская геология. – 1970. – № 5. – С. 143–146.
16. **Соколов Б. А., Абля Э. А.** Флюидодинамическая модель нефтегазообразования. – М.: ГЕОС, 1999. – 76 с.

REFERENCES

1. Golf-Rakht T. D. *Osnovy neftepromyslovoy geologii i razrabotki treshchinovatykh kollektorov* [Basics of oil field geology and fracture reservoir development]. Moscow, Nedra Publ., 1986. 608 p. (In Russ.).
2. Karnyushina E. E. [Major principles of the origin of carbonaceous cementation zones in petroleum basins]. *Vestn. Mosk. un-ta – Moscow University Bulletin, Series 4. Geology*, 2012, no. 5, pp. 47–49. (In Russ.).
3. Lebedev B. A. *Geokhimiya epigeneticheskikh protsessov v osadochnykh basseynakh* [Geochemistry of epigenetic processes in sedimentary basins]. Leningrad, Nedra Publ., 1992. 239 p. (In Russ.).
4. Melnik I. A. [Secondary kaolinization of sand formation as the sign of sedimentary cover tectonic deformations]. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdeniy – Geology, Geophysics and Development of Oil and Gas Fields*, 2014, no. 9, pp. 22–27. (In Russ.).
5. Melnik I. A. [Calculation of secondary geochemical activities in sand formations from well logging data]. *Karotazhnik – Logging service*, 2014, no. 1, pp. 52–66. (In Russ.).
6. Melnik I. A. [Identification of secondary converted terrigenous reservoirs based on the statistical interpretation of GIS data]. *Geofizika – Geophysics*, 2013, no. 4, pp. 29–36. (In Russ.).
7. Melnik I. A. [Intensity determination of secondary geochemical processes based on statistical interpretation of GIS data]. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdeniy – Geology, Geophysics and Development of Oil and Gas Fields*, 2012, no. 11, pp. 35–40. (In Russ.).
8. Melnik I. A. [The ratio of time parameters of geochemical process of imposed epigenesis and “golden



section”]. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdeniy – Geology, Geophysics and Development of Oil and Gas Fields*, 2015, no. 5, pp. 30–39. (In Russ.).

9. Korobov A. D., Korobova L. A., et al. Parageneses and the history of formation of argillaceous and titanium minerals in terrigenous reservoirs of West Siberia as a basis to predict petroleum accumulation zones. *Izvestiya Saratovskogo universiteta – Saratov University Bulletin, Earth Sciences Series*, 2013, no. 1, vol. 13, pp. 69–78. (In Russ.).

10. Perozio G. N. *Epigenez terrigennykh osadochnykh porod Zapadno-Sibirskoy nizmennosti* [Epigenesis of terrigenous sedimentary rocks of the West-Siberian lowland]. Moscow, Nedra Publ., 1971. 158 p. (In Russ.).

11. Predtechenskaya E. A., Zlobina O. N. [On material composition and mechanism of formation of an intermediate reservoir in domanikites in the zones of vertical HC fluids migration]. *Formulirovanie sovremenogo varianta teorii (novoy paradigmy) glubinnogo abiogenno-mantiynogo proiskhozhdeniya nefiti i gaza* [Proc. of the 5th Kudryavtsev’s readings – the all-Russian conference on the deep oil genesis “Formulation of the modern version of the theory (new paradigm) of deep abiogenic-mantle origin of oil and gas]. Moscow, CGE Publ., 2016. Available at: http://conference.deepoil.ru/images/stories/docs/5KR/Theses/Predtechenskaya-Zlobina_Theses.pdf. (In Russ.).

12. Predtechenskaya E. A., Zlobina O. N., Burleva O. V. [Mineralogical and geochemical anomalies as indicators of the fluid-dinamic processes in the Jurassic oil and gas bearing deposits of the Western Siberian plate]. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdeniy – Geology, Geophysics and Development of Oil and Gas Fields*, 2015, no. 1, pp. 11–24. (In Russ.).

13. Prozorovich G. Ye. *Pokryshki zalezhey nefiti i gaza* [Oil and gas field seals]. Moscow, Nedra Publ., 1972. 120 p. (In Russ.).

14. Rozin A. A., Serdyuk Z. Ya. [Alteration of ground water and rocks composition in the West-Siberian plate, influenced by deep carbon dioxide]. *Litologiya i poleznye iskopaemye – Lithology and Mineral Resources*, 1970, no. 4, pp. 102–113. (In Russ.).

15. Sakhigareev R. S. [Epigenesis of the Jurassic and Cretaceous deposits in the central West-Siberian lowland]. *Sovetskaya geologiya – Soviet Geology*, 1970, no. 5, pp. 143–146. (In Russ.).

16. Sokolov B. A., Ablya E. A. *Flyuidodinamicheskaya model’ neftegazoobrazovaniya* [Fluid dynamic model of oil and gas generation]. Moscow, GEOS Publ., 1999. 76 p. (In Russ.).

© И. А. Мельник, К. Ю. Смирнова, 2017