



ЛАТЕРАЛЬНАЯ МИГРАЦИЯ ФЛЮИДОВ И ИНТЕНСИВНОСТЬ ВТОРИЧНОЙ КАОЛИНИЗАЦИИ В ТЕРРИГЕННЫХ ОТЛОЖЕНИЯХ ТОМСКОЙ ОБЛАСТИ

И. А. Мельник

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

Рассмотрены аспекты латеральной миграции флюидов в толще горных пород. Подтверждено, что интенсивность вторичной каолинизации в юрских отложениях может служить индикатором флюидомиграции, обусловленной разломом по фундаменту. Численные соотношения усредненных интенсивностей вторичной каолинизации меловых песчаников и юрских отложений зависят от качества покрышки (баженовской и марьяновской свит), наличия или отсутствия в ней разломов и трещин.

Ключевые слова: баженовская свита, марьяновская свита, флюидомиграция, вторичная каолинизация, качество флюидопоров, геофизические исследования скважин.

LATERAL MIGRATION OF FLUIDS AND INTENSITY OF SECONDARY KAOLINISATION IN TERRIGENOUS DEPOSITS OF THE TOMSK REGION

I. A. Melnik

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

The paper discusses the aspects of lateral migration of fluids in rock strata. It is established that the intensity of secondary kaolinisation in the Jurassic deposits may indicate fluid migration controlled by basement faulting. Numerical relations of averaged intensity of secondary kaolinisation in the Cretaceous sandstones and Jurassic deposits depend on the quality of a seal (Bazhenovskaya and Maryanovskaya formations) and presence or absence of faults and fractures therein.

Keywords: Bazhenovskaya Formation, Maryanovskaya Formation, fluid migration, secondary kaolinisation, seal quality, geophysical well logging.

DOI 10.20403/2078-0575-2016-4-9-14

Латеральная миграция флюидов в толщах горных пород – одна из основных нерешенных проблем парадигмы органического генезиса нефти. Очевидно, что в современном представлении теории осадочно-миграционного образования нефти для формирования залежей нефти и газа, далеких от зон их генераций, дальняя миграция углеводородов (УВ) по горизонтали обеспечивается наличием двух основных факторов – проницаемой толщи и положительного угла ее поверхности к горизонту, что обуславливает градиент давления [2]. Однако согласно гидродинамическим представлениям латеральное смещение флюидов на некотором расстоянии ограничивается уравниванием сил статического давления жидкости с силами сопротивления в порах, капиллярах и трещинах пород [1].

Миграция глубинных флюидов в верхние песчаные коллекторы осадочных пород обязательно приводит к образованию вторичных метасоматитов в этих песчаниках. Интенсивность их проявления в основном обусловлена изменением кислотно-щелочных условий среды, температурой и скоростью фильтрации флюида, т.е. зависит от отношения времени геохимического преобразования среды ко времени течения флюида [7]. Хорошо известен процесс углекислотного метасоматоза, при котором

образуются вторичные каолиниты и увеличивается пористость среды в результате эпигенетических преобразований полевых шпатов и глинистых минералов [3, 10, 11]. Поэтому интенсивность вторичной каолинизации будет параметром-индикатором присутствия глубинных флюидов с растворенной углекислотой, иными словами, наличием близко расположенных разломов растяжения и проницаемых толщ [4, 8].

Интенсивность вторичной каолинизации в песчаных интервалах определялась по инновационной технологии статистической интерпретации материалов геофизических исследований скважин (ГИС) (ПС, КС, НГК, ГК) [6].

Рассмотрим принципы разработанной автором методики статистической интерпретации материалов ГИС.

Имеются две дискретные выборки, например, пористость песчаной породы и глинистость исследуемого интервала пласта. Важнейшие показатели корреляции двух несвязанных дискретных выборок (x , z) – коэффициенты корреляции R и аппроксимации R^2 :

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



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 геохимическом процессе преобразования породы, приводящем к вторичной каолинизации в исследуемом песчаном интервале [4].

Для определения доли интервала пласта, где вторичный процесс преобразует вещество, путем скользящей линии точек вдоль оси скважины с неким шагом вычисляем необходимый статистический параметр по следующей зависимости [7]:

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

где q – количество выборочных значений с положительной корреляцией пористости и глинистости (для вторичной каолинизации), определяемых по данным ГИС, при условии $R_i > 0,6$; n – генеральная выборка (количество точек песчаного интервала).

Параметр Y (назовем его *интервальным* параметром) выражает интервальную меру влияния процессов метаморфизма породы в песчаниках исследуемых пластов, в данном случае – долю вещества исследуемого интервала, в которой с увеличением глинистости растет и пористость, происходит вторичная каолинизация.

Произведение статистических параметров $i = YR^2$ эквивалентно интенсивности метаморфизма пород и выражает качественную и количественную статистические характеристики интенсивности описываемых процессов [7]. Сопоставление вычисленной (по данным ГИС) статистической интенсивности вторичной каолинизации в песчаниках с результатами лабораторного исследования керна с целью подсчета содержания вторичных каолинитов показало хорошую корреляционную зависимость ($R = 0,78$) [5].

На примерах статистических вычислений на основе стандартных материалов ГИС покажем информационную значимость интенсивности вторичной каолинизации в случае выявления тектонических нарушений и проницаемых толщ.

Исследовано около 750 меловых и юрских песчаных интервалов из 31 скважины на *различных структурах* Томской области на 13 площадях. Выбирались две либо три близкорасположенные скважины на локальных структурах с обязательным присутствием разломов по фундаменту на расстояниях до 15 км. Например, скважины 131 и 134 Снежной площади находятся от разломов в 1,5 и 4 км соответственно. Усредненная статистическая интенсивность

вторичной каолинизации в песчаных пластах юрского горизонта уменьшалась: $i = 0,13$ усл. ед. в скв. 131 и $i = 0,1$ усл. ед. в скв. 134. Определение по данным ГИС статистической интенсивности i вторичной каолинизации в песчаных интервалах со средним количеством выборочных значений интенсивностей (для мела около 300, для юры – около 100) для каждой скважины позволяет получить статистически значимую выборку.

На Александровской, Болтной, Толпаровской, Селимхановской, Вездеходной, Ураловской и других площадях изучалось присутствие разломов не только в фундаменте, но и в региональных покрывках – в баженовской и марьяновской свитах. Наличие каналов фильтрации в покрывках могло сказаться на интенсивности вторичных процессов в юре.

При сопоставлении усредненной интенсивности вторичной каолинизации юрских песчаных интервалов различных скважин с расстоянием до разлома по фундаменту выявлены две обратные зависимости (рис. 1). Это объясняется существенным различием раскрытости трещин (δ), значение которой входит в переменную константу ($\eta \sim \delta^2$) уравнения усредненной интенсивности процесса вторичного преобразования вещества меловых пластов [4]:

$$\langle i \rangle_z = A\eta_z \exp(-Bx\eta_z^{-2}),$$

где x – расстояние от скважины до разлома; $A = 6 \cdot 10^{-3}$, $B = 13$ – константы для юрских отложений; η_z – универсальная константа ($\eta_1 = 28,57$; $\eta_2 = 21,74$; $\eta_3 = 16,13$).

В меловых отложениях такой корреляции не выявлено. Очевидно, это связано с отсутствием близкорасположенных разломов, секущих флюидопоры баженовской свиты во многих исследуемых скважинах. На рис. 1 видно, что в юрских пластах латеральная фильтрация флюидов достигает 10–12 км, что объясняется высоким давлением флюидов во время раскрытия миграционного канала на выходе глубинного (мантийного) разлома ($P_1 \approx 10^9$ Па) и относительно пониженной скоростью фильтрации в связи с малой пористостью нижнеюрских песчанников (около 12 %).

На рис. 2 показано расположение скважин 1, 2, 3 на Толпаровской площади (южный борт Неготского мезопрогиба в Усть-Тымской мегавадине). Видно, что относительно разлома по фундаменту скважины «выстроились» в порядке возрастания на расстояниях 0,6, 6,2 и 11,7 км. Усредненная статистическая интенсивность вторичной каолинизации в юрских песчаных интервалах равна соответственно $i_1 = 0,15$, $i_2 = 0,07$, $i_3 = 0,08$ усл. ед. Повышенная интенсивность в скв. 3 объясняется относительно высокой раскрытостью трещин породы, в ней средний коэффициент трещиноватости самый высокий ($14,6 \cdot 10^{-5}$ доли ед.), тогда как во второй он немного ниже ($13,7 \cdot 10^{-5}$ доли ед.), а в первой ниже существенно ($5,7 \cdot 10^{-5}$ доли ед.).

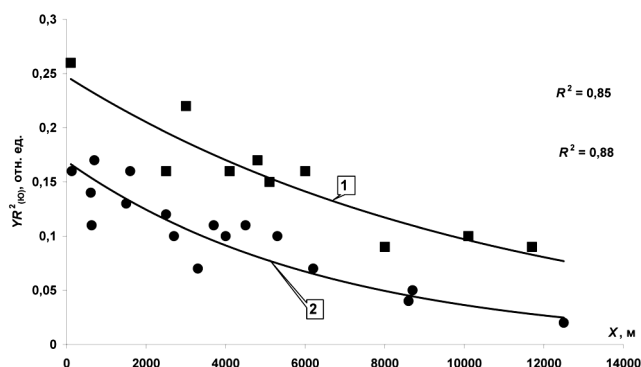


Рис. 1. Сопоставление средней статистической интенсивности вторичной каолинизации нижнесреднеюрских песчаных пластов по скважине в зависимости от расстояния до ближайшего тектонического разлома по фундаменту (1, 2 – группы скважин с различной переменной константой η)

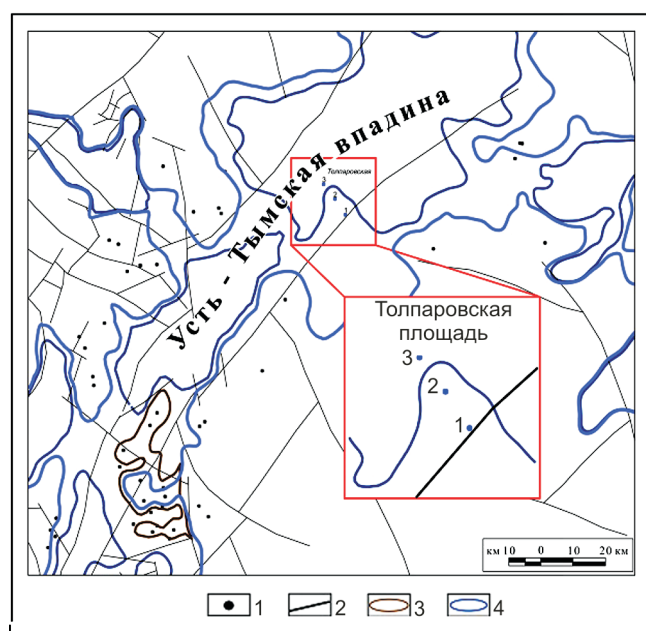


Рис. 2. Структурная карта расположения разведочных скважин Толпаровской площади Томской области относительно разлома по фундаменту

1 – скважина; 2 – разломы по фундаменту; контуры структур 3-го порядка: 3 – положительные, 4 – отрицательные

На рис. 1 не показаны значения интенсивности вторичных процессов в Киев-Еганских скв. 353, 357 и Мартовской скв. 431, поскольку они входят в противоречие с общим трендом: при малом расстоянии до разлома (менее 1 км) интенсивность вторичной каолинизации очень незначительная ($i(\text{Ю}) < 0,05$ усл. ед.). Анализ временных сейсмических разрывов по профилям вблизи этих скважин показал, что в непосредственной близости от них прослеживаются разрывные нарушения в трех возрастных отложениях – в палеозое, юре и нижнем мелу. Вертикальные тектонические нарушения, секущие региональную покрывку баженновской свиты, представляют собой флюидопроводящие каналы, по которым кислые глубинные растворы, не задерживаясь в юрских пластах, поднимаются в меловые, где

встречают на своем пути флюидоупор и латерально мигрируют по высокопористым меловым отложениям, участвуя в геохимических процессах преобразования пород. В этом случае юрские пласты мало затронуты вторичными преобразованиями.

На основании вертикальной флюидодинамической концепции, метода диагностики покрывок и причин образований вторичных минералов [3, 7–12] введем следующие основные утверждения.

1. В результате неотектонических процессов земной коры образуются разломы и трещины, по которым из фундамента снизу вверх устремляются термические флюиды, разгрузка которых происходит в коллекторах с глинистым флюидоупором (исследуются баженновская и марьяновская свиты).

2. Все покрывки по состоянию и качеству проникновения флюидов можно разделить на две основные группы: 1) *трещиновато-сплошные* и 2) *«разломные»* (дизъюнктивные). К первой относятся такие флюидоупоры, в которых отсутствуют непрерывные разломы, связанные с разломом по фундаменту. Образование трещиноватых (трещины отрыва, растяжения) и проницаемых зон в этих сплошных экранах обусловлено плекативными неотектоническими движениями земной коры. Причем зоны проницаемости образуются, как правило, после длительного существования коллектора в квазизамкнутом состоянии. В отличие от этой группы, «разломные» покрывки связаны с разломом по фундаменту единым и одновременным формированием дизъюнкций.

3. Как правило, воды из нижних слоев литосферы содержат растворенный углекислый газ. Следовательно, для первой группы покрывок интенсивность образования вторичных углекислотных метасоматитов (например, каолинитов) в песчаниках юры и мела сильно зависит от времени существования коллектора в квазизамкнутом состоянии. Для второй группы при прочих равных условиях разность интенсивности метасоматоза юры и мела в большей степени зависит от различия емкостных и фильтрационных свойств породы.

4. В группе скважин, где встречаются трещиновато-сплошные покрывки, средняя интенсивность вторичной каолинизации меловых отложений меньше, чем юрских, и наоборот, в группе скважин с разломным характером флюидоупоров интенсивность вторичной каолинизации в меловых отложениях будет выше, чем в юрских песчаниках.

Одними из главных факторов, контролирующих качество покрывок, являются их мощность и глинистость. Очевидно, что для первой группы скважин с увеличением мощности и коэффициента глинистости флюидоупора время удержания коллектора в квазизамкнутом состоянии возрастет (при прочих равных условиях). Отношение интенсивности каолинизации меловых пород и юрских песчаников будет обратно пропорционально мощности



покрышек, и наоборот, если влияние пустотности трещин и разломов (с соответствующей скоростью фильтрации флюидов) доминирует над влиянием временного фактора на скорость процесса преобразования породы, то в результате тектонической активизации с увеличением мощности и качества экрана увеличится раскрытость трещин и разломов [1] и, следовательно, отношение интенсивности каолинизации мела относительно каолинизации юры возрастет.

Проведенные исследования показали, что описываемые отношения могут служить показателем состояния покрышек. Относительность интенсивности усредненных по скважине величин сглаживает либо устраняет различие влияний температуры и pH среды. Проницаемость породы остается доминирующим фактором влияния на изменение параметра относительной интенсивности. Граничное значение этого параметра $i_{гр} = i(M)/i(Y) = 0,66–0,69$ отн. ед. позволило выделить две группы скважин: с трещиновато-сплошными покрышками (первая группа – Южно-Пыжинская 1, Мартовская 430, Восток 1 и др.) и с одновременными и генетически связанными разломами фундамента и флюидопора (вторая группа – Вездеходная 2, Болтная 3, Мартовская 431 и др.). Для первой группы $i_1 < i_{гр}$, для второй наоборот – $i_2 > i_{гр}$.

Очевидно, что отношения интенсивности каолинизации юры и мела связаны также с качеством покрышки H .

Пусть качество покрышки определяется по формуле $H = hK_{гп}$, где h – мощность покрышки (баженовской и марьяновской свит); $K_{гп}$ – коэффициент глинистости флюидопора, вычисляемый на основании определения $\alpha_{пс}$ по каротажной диаграмме собственной поляризации (ПС).

В результате сопоставления значений относительной каолинизации $i(M)/i(Y)$ с качеством покрышки в 20 скважинах выявлены четыре линейные зависимости (рис. 3). Видно, что регрессии a и b в основном определяют первую группу скважин, а зависимости c и d – вторую. Причем регрессия a обратно пропорциональна в отличие от остальных прямо пропорциональных зависимостей. Обратная регрессия $(i(M)/i(Y))_{(a)} = 0,25–0,50$ обусловлена относительно длительным периодом замкнутого состояния юрских пластов, при котором с возрастанием мощности и качества флюидопоров возрастает и время этого неразрывного состояния. При таких условиях в юрских отложениях увеличивается интенсивность каолинизации, а в меловых уменьшается.

В подгруппе b $(i(M)/i(Y))_{(b)} = 0,58–0,65$ прямо пропорциональная зависимость относительной каолинизации с качеством покрышки обусловлена прямой зависимостью раскрытости трещин флюидопора от его мощности. В результате этого увеличивается интенсивность каолинизации меловых отложений. Влияние фактора трещиноватости на от-

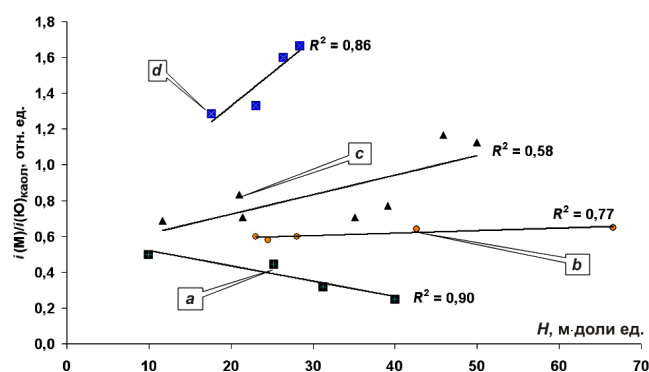


Рис. 3. Сопоставление относительной интенсивности вторичной каолинизации в меловых пластах и в юрских отложениях с качеством покрышки (баженовская и марьяновская свиты). Подгруппы скважин групп 1 (a, b) и 2 (c, d)

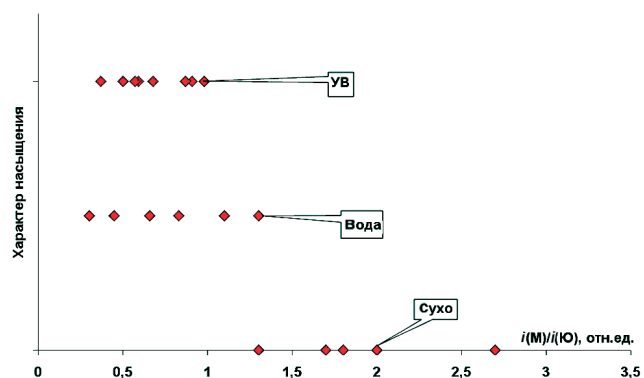


Рис. 4. Сопоставление характера насыщения юрских пластов с относительной интенсивностью вторичной каолинизации в меловых и юрских отложениях

носительный параметр каолинизации доминирует над влиянием временного.

Подгруппы c $(i(M)/i(Y))_{(c)} = 0,69–1,17$ и d $(i(M)/i(Y))_{(d)} = 1,29–1,67$ во второй группе скважин различаются скоростью уменьшения интенсивности каолинизации юры в зависимости от роста относительного параметра $i(M)/i(Y)$. Для подгруппы c степень изменения более значима. В свою очередь, только в подгруппе d с увеличением трещиноватости песчаных отложений уменьшается интенсивность каолинизации юры, т. е. возрастает значение относительного параметра. Очевидно, что наложенное влияние трещиноватости позволило выделить эти скважины в отдельную подгруппу.

Итак, полученная группа регрессий относительной каолинизации с качеством покрышки служит подтверждением информативной состоятельности параметра относительной каолинизации для определения состояния окоскважинных тектонических нарушений флюидопора.

Состояние флюидопора влияет на насыщение флюидами выше- либо нижележащих коллекторов. При сильно раскрытых тектонических разломах, секущих покрышку, глубинные флюиды мигрируют в верхние горизонты. Это видно на рис. 4, где при $i(M)/i(Y) > 1,3$ результаты испытания скважин Громовской 1, Мартовской 431, Чачанской 2 в юрских



пластах подтверждают характер насыщения – «сухо». Флюидонасыщенные коллекторы в юрских пластах встречаются в случае незначительного тектонического нарушения флюидопоров, соответствующего относительному параметру $i(M)/i(Y) < 1,3$ и свидетельствует о близком присутствии глубинных разломов.

Выводы

1. Латеральная миграция флюидов в проницаемых нижнесреднеюрских толщах пород Томской области распространяется на предельное расстояние 10–15 км.

2. Латеральная миграция флюидов в проницаемых меловых отложениях может распространяться на предельное расстояние до 1 км при поступлении флюидов с более высоким давлением с нижних горизонтов (проницаемая покрывка).

3. Средняя интенсивность вторичной каолинизации песчаных отложений и отношение усредненной интенсивности каолинизации меловых интервалов к таковой юрских пластов могут служить *индикатором флюидомиграции*, присутствия либо отсутствия разломов и трещин в покрывке и фундаменте.

Таким образом, применение инновационной технологии статистической интерпретации материалов ГИС позволяет решать проблему выявления покрывок с флюидопроницаемыми тектоническими разломами, а также определять зоны возможной миграции флюидов из нижележащих горизонтов в верхние пласты осадочного чехла. По всей видимости, при поиске углеводородного сырья следует пересмотреть методику поиска и использовать новые технологии выявления нефтегазовых залежей, основанные на обнаружении не только ловушек, но и каналов вертикальных глубинных флюидопотоков, разломов растяжения и проницаемых зон.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Голф-Рахт Т. Д. Основы нефтепромысловой геологии и разработки трещиноватых коллекторов. – М.: Недра, 1986. – 608 с.
2. Конторович А. Э. Геология нефти и газа: Избранные труды. Т. 1. Геология нефти и газа Сибири. – Новосибирск: СНИИГГиМС, 2008. – 540 с.
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. Предтеченская Е. А. Минералогические аномалии как индикаторы процессов флюидомиграции в юрских нефтегазоносных отложениях Западно-Сибирской плиты // Осадочные бассейны, седиментационные и постседиментационные процессы в геологической истории: матер. VII Всерос. литол. совещ. – Новосибирск: ИНГГ СО РАН, 2013. – С. 400–405.

9. Прозорович Г. Э. Покрывки залежей нефти и газа. – М.: Недра, 1972. – 120 с.

10. 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.

11. Сердюк З. Я., Слепокурова Л. Д. Геолого-геофизические аномалии и их роль при поисках неантиклинальных ловушек УВ в нефтегазоносных толщах Западной Сибири // Горно-геологическое образование в Сибири. 100 лет на службе науки и производства: матер. междунар. науч.-техн. конф. – Томск: ТГУ, 2001. – С. 243–246.

12. Соколов Б. А., Абля Э. А. Флюидодинамическая модель нефтегазообразования. – М.: ГЕОС, 1999. – 76 с.

REFERENCES

1. Golf-Raht T.D. *Osnovy neftepromyslovoy geologii i razrabotki treshchinovatykh kollektorov* [Fundamentals of Fractured Reservoir Engineering (Developments in Petroleum Science)]. Moscow, Nedra Publ., 1986. 608 p. (In Russ.).
2. Kontorovich A.E. *Geologiya nefti i gaza: Izbrannye trudy. T. 1. Geologiya nefti i gaza Sibiri* [Oil and gas geology: Collected papers. Vol. 1. Oil and gas geology of Siberia]. Novosibirsk, SNIIGGIMS Publ., 2008. 540 p. (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 kaolinisation 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 intensity of secondary geochemical processes in sandy layers based on



geophysical well logging]. *Karotazhnik – Well Logger*, 2014, no. 1, pp. 52–66. (In Russ.).

6. Melnik I.A. [Identification of secondary converted terrigenous reservoirs based on the statistical interpretation data GIS]. *Geofizika – The Russian Geophysical Journal*, 2013, no. 4, pp. 29–36. (In Russ.).

7. Melnik I.A. [Calculation of intensity of secondary geochemical processes based on the 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. Predtechenskaya E. A. [Mineralogical anomalies as an indicator of fluid migration processes in the Jurassic petroleum-bearing deposits of the West-Siberian plate]. *Osadochnye basseyny, sedimentatsionnye i postsedimentatsionnye protsessy v geologicheskoy istorii. Mater. VII Vserossiyskoe litologicheskoe soveshchanie 28-31 oktyabrya 2013* [Sedimentary basins, sedimentation and post-sedimentation in geological history. Proc. of the 7th Russian Lithological Meeting, 28–31 October 2013]. Novosibirsk, IPGG RAS Publ., 2013, pp. 400–405. (In Russ.).

9. Prozorovich G.E. *Pokryshki zalezhey nefi i gaza* [Oil and gas pool seals]. Moscow, Nedra Publ., 1972. 120 p. (In Russ.).

10. Rozin A.A., Serdyuk Z.Ya. [Alteration of groundwater and rocks of the West-Siberian plate driven by deep carbon dioxide]. *Litologiya i poleznye iskopayemye – Lithology and Mineral Resources*, 1970, no. 4, pp. 102–113. (In Russ.).

11. Serdyuk Z.Ya., Slepokurova L.D. [Geological and geophysical anomalies and their part in prospecting of non-anticlinal traps of hydrocarbons in oil-and gas-bearing strata of West Siberia]. *Gorno-geologicheskoe obrazovanie v Sibiri. 100 let na sluzhbe nauki i proizvodstva*. [Mining and geological education in Russia. 100 years in the service of science and production. Proc. of International Research and Practice Conference]. Tomsk, TGU Publ., 2001, pp. 243–246. (In Russ.).

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

© И. А. Мельник, 2016