

## ДЕФОРМАЦИОННО-МЕТАСОМАТИЧЕСКИЕ ПРЕОБРАЗОВАНИЯ ЗАЛЕЖЕЙ УГЛЕВОДОРОДОВ В ПРОЦЕССЕ ИХ РАЗРАБОТКИ

© 2013 г. Е. А. Гладков\*, А. В. Ежова\*, Л. К. Алтунина\*\*, В. А. Кувшинов\*\*,  
Н. А. Родионова\*\*, С. А. Перевезенцев\*\*, Е. Е. Гладкова\*

\*Томский политехнический университет  
634050, г. Томск, пр. Ленина, 30

E-mails: gladkov1974@mail.ru, batredinoyalv@ingf.tpu.ru

\*\*Институт химии нефти СО РАН

634021, г. Томск, пр. Академический, 4

E-mails: alk@ipc.tsc.ru, vak2@ipc.tsc.ru

Поступила в редакцию 27.10.2011 г.

В процессе разработки месторождений углеводородов происходит изменение их первоначальных фильтрационно-емкостных свойств. Одной из возможных причин является деформационно-метасоматическое преобразование продуктивных отложений. Предлагается учитывать эти процессы и проводится оценка динамики изменения объема пустотно-порового пространства как карбонатных, так и терригенных пород.

Ключевые слова: литология, деформационно-метасоматическое преобразование, разработка месторождений углеводородов.

В настоящее время существует обширное количество исследований, посвященных проблеме образования месторождений углеводородов. Рассматривается три основных гипотезы – органическая, минеральная и минерально-органическая. Авторы данной статьи склонны придерживаться различных точек зрения.

Многочисленными исследованиями [10, 11, 13, 14 и др.] достоверно выделена связь тектоники с эманациями из верхней мантии в виде гидротермальных растворов (флюидов) и процессами изменения пород-коллекторов. При этом роль высокотемпературных гидротерм (флюидов), активизирующих процессы формирования вторичной пористости за счет образования трещин гидроразрыва, весьма высока. В частности, изучение коллекторских свойств палеозойских отложений фундамента Западной Сибири (осадочные, метаморфические и изверженные породы) показало, что они характеризуются резкой неоднородностью и трещинно-кавернозным характером, возникшим за счет метасоматической переработки пород гидротермальными растворами (флюидами).

Современная гидротермальная деятельность, способствующая формированию метасоматитов, также установлена в пределах Припятской впадины и других районов древних платформ. На Тенгизском месторождении (Казахстан) повторными геохимическими съемками были выявлены геохимические аномалии, “свидетельствующие о пульсирующем потоке глубинных флюидов по разрывным нарушениям” [2].

Многочисленными исследованиями было установлено, что объемы накопленной добычи углеводородов и доказанные их запасы, могут быть сопоставимы с количеством привнесенного вещества [13]. Также, вышеуказанные авторы отмечают, что “понимание гидротермальной природы пластовых флюидов позволяет рассматривать накопление углеводородных масс, вторичные изменения пород разрезов, возникновение неотектонических структур, формирование аномальных поверхностных геохимических полей над залежами нефти и газа как единый, неразрывный во времени и пространстве процесс, связанный с дегазацией недр планеты” [13].

Детальные петрографические изучения шлифов фиксируют многочисленные зеркала скольжения, зоны дробления, вертикальную и латеральную трещиноватость, механическую деформацию пород (сжатие и растрескивание), катаклаз, изгиб слюд, вдавливание зерен, образование регенерационных каемок, возникновение новых минералов [4–8, 16, 17 и др.]. Тектоническая активность способствует привнесу “агрессивных”, насыщенных большим количеством карбонатного вещества флюидов из верхней мантии [12, 17, 19 и др.].

Нефтеносные горизонты, представляют собой сложную систему, часто блокового строения, вызванного наличием дизъюнктивных нарушений и зон глубинных разломов.

Несмотря на обилие многочисленных данных о влиянии тектоники и глубинных флюидов на залежи углеводородов, до сих пор практически нигде не

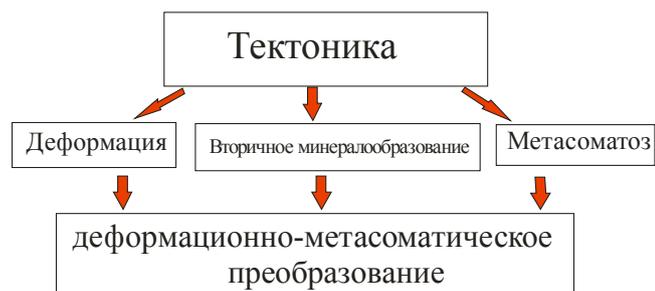


Рис. 1. Основные факторы преобразования пород.

учитываются процессы изменения фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) пород-коллекторов в процессе их разработки. Как было указано ранее Е.А. Гладковым [6–8], выделяется три основных фактора, влияющих на ФЕС пород-коллекторов: деформационные процессы, вторичное минералообразование и метасоматоз. Все они, по существу, являются следствием влияния тектонических процессов, а именно: тектонических дислокаций, которые возможны в результате горизонтальных либо вертикальных смещений, активизации зон глубинных разломов и переноса флюидов по ним, образования депрессионных воронок, при разработке месторождений углеводородов и прочее.

В последние годы ряд исследователей [1 и др.] получили фактические данные о влиянии деформационных процессов, возникающих под действием эффективного давления из-за уменьшения пластового давления при некомпенсированном отборе флюидов из продуктивных отложений. Существующие методики позволяют определять относительные фазовые проницаемости (ОФП) пород-коллекторов, но в большинстве случаев они сходны и в своей основе имеют уравнение Пурселля [21]. При расчете проницаемости ( $K_{пр}$ ) принимаются во внимание контактный угол, поверхностное натяжение, коэффициент пористости, капиллярное давление, коэффициент водонасыщенности и литологический множитель, учитывающий отличие капиллярной модели от структуры порового пространства реальных горных пород.

Фазовые проницаемости (ОФП), полученные на основе модели Пурселля, хорошо согласуются с экспериментальными результатами для смачивающей фазы [21], однако для несмачивающей фазы они часто показывают неудовлетворительные результаты. Все это легко объясняется необходимостью проведения специализированных сложных экспериментов, с целью учета влияния на ОФП таких параметров, как извилистость поровых каналов, взаимосвязанность пор вмещающих пород, смачиваемость поверхности порового пространства и др. Все вышеуказанное приводит к изменению объема и структуры порового пространства, что влечет за собой, соответственно, и изменение проницаемости. Очевидно, что при изменении структуры порово-

го пространства должны изменяться и относительные фазовые проницаемости, поскольку уменьшение порового пространства приводит к изменению радиуса поровых каналов. А, как хорошо известно, изменение радиуса поровых каналов приводит к изменению величины капиллярного давления. Однако указанные исследователи [1] не учитывали движение пластовых флюидов, которые также могут изменять геометрию пустотно-порового пространства за счет метасоматических процессов и вторичного минералообразования.

Таким образом, предлагается рассматривать деформационные и метасоматические процессы совместно [6–8], при этом вторичное минералообразование, как правило, является следствием обоих вышеуказанных факторов (рис. 1). Для этого вводится следующее новое понятие:

деформационно-метасоматическое преобразование – это преобразование продуктивных отложений и вмещающих пород в результате изменения структуры и объема их пустотно-порового пространства при активном участии пластовых флюидов и вторичном минералообразовании, приводящее к изменению их фильтрационно-емкостных свойств [7].

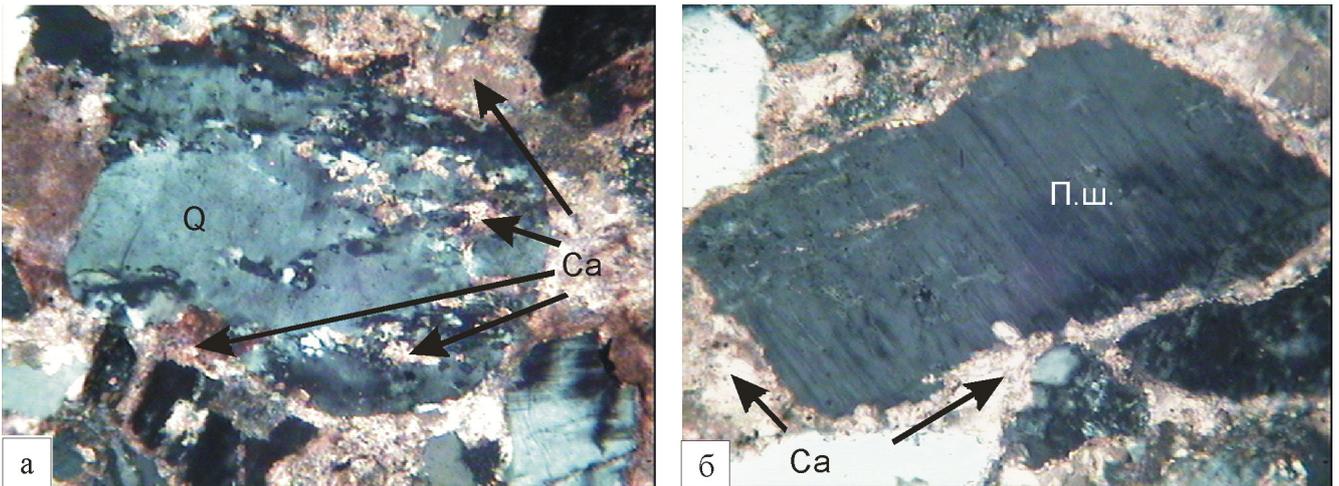
Деформационно-метасоматическое преобразование залежей углеводородов, как частный случай, состоит из четырех последовательно сменяющихся друг друга этапов: 1) формирование залежей углеводородов; 2) наложенные процессы, вызванные различными факторами (тектоническими, климатическими и пр.); 3) разработка залежей углеводородов; 4) этап после окончания разработки залежей углеводородов.

Более всего изучены процессы изменения минерального состава продуктивных отложений и вмещающих пород до начала разработки залежей углеводородов.

Целесообразно рассмотрение деформационно-метасоматических процессов, сингенетических с тектонической активностью. Под действием процессов флюидомиграции в зонах тектонических нарушений на различных литостратиграфических уровнях возникают горизонты разуплотнения и выщелачивания с улучшенными коллекторскими свойствами. Интенсивное преобразование пород в зонах флюидомиграции достаточно хорошо зафиксировано по литологическим данным [16 и др.], что хорошо заметно на рис. 2 и 3.

В настоящее время при разработке залежей углеводородов не учитываются деформационно-метасоматические преобразования пород-коллекторов. Возможно, что одной из причин, объясняющих расхождение модельных и фактических данных при адаптации трехмерных компьютерных геолого-технологических моделей, является изменение ФЕС продуктивных отложений в процессе их разработки.

При этом более высокопроницаемые коллектора изменяются существенно быстрее, чем низко-



**Рис. 2.** Вторичные изменения полевых шпатов и кварца в песчаниках (Средне-Нюрольское месторождение, Томская область, по данным А.В. Ежовой).

а – зерно кварца (Q) с зонами растворения, по которым развивается кальцит (Ca) (шл. 2049, гл. 2593.48 м, Кп = 10.6 %, Кпр = 0.21 мД, увел. 63, 2 ник.); б – выщелачивание и кальцитизация (Ca) полевого шпата (шл. 2049, м.вз. 2593.48 м, Кп=10.6 %, Кпр = 0.21 мД, увел. 126, 2 ник.).

проницаемые. Согласно закону Я.Г. Вант-Гоффа [22], “при повышении температуры на каждые 10° константа скорости элементарной химической реакции увеличивается в 2–4 раза”, с увеличением давления, температуры и концентрации глубинных флюидов, логично предположить, что процессы метасоматоза и вторичного минералообразования на глубинах в несколько километров будут протекать более интенсивно. К сожалению, правило Вант-Гоффа имеет ограниченную область применимости. В частности, этому правилу не подчиняются многие реакции, например реакции, происходящие при высоких температурах, очень быстрые и очень медленные реакции. Правило Вант-Гоффа было выведено им эмпирическим путем и позволяет в первом приближении оценить влияние температуры на скорость химической реакции в небольшом температурном интервале (обычно от 0° до 100°), что вполне хорошо согласуется с условиями существующими на большинстве разрабатываемых, либо планируемых к вводу в эксплуатацию месторождений углеводородов. Поэтому степень изменения ФЕС более глубоко залегающих месторождений может протекать гораздо быстрее, чем малоглубинных.

В процессе разработки месторождений углеводородов, жидкости и газы в пластовых условиях находятся под действием сил, способствующих перемещению флюидов к забоям эксплуатационных скважин или, наоборот, удерживающих их в пласте. К основным источникам энергии, проявляющей себя при движении подземных флюидов к забоям действующих скважин относятся: 1) сжимаемость нефти и воды в породах-коллекторах; 2) гравитационная энергия нефти в верхних слоях

пласта по сравнению с энергией на его погружении; 3) упругость сжатого и растворенного газа в нефти и воде внутри продуктивного слоя или в зонах свободного газа, лежащих поверх горизонта, насыщенного нефтью; 4) упругое сжатие воды в пластах, сообщающихся с нефтяным резервуаром [15]. При эксплуатации скважин вышеуказанные типы энергий расходуются на преодоление сопротивления породы течению жидкостей и газа, перемещающихся в области с более низким содержанием энергии и давления.



**Рис. 3.** Долomitизация кальцита (Северо-Останинское месторождение, Томская область, по данным А.В. Ежовой).

Особенно интенсивно этот процесс начинается при закачке воды (особенно поверхностной) в пласт. Поэтому первоначальные характеристики керна, коэффициент охвата, коэффициент вытеснения, относительные фазовые проницаемости изменяются. При этом изменение ФЕС продуктивных отложений будет для различных скважин различным, что также осложняет процесс создания трехмерных фильтрационных моделей.

К сожалению, современное программное обеспечение не способно рассчитать изменение ФЕС в результате деформационно-метасоматических преобразований. Особенно актуально это для месторождений, находящихся в многолетней эксплуатации, в которых первоначальные ФЕС породы могли претерпеть существенное изменение и тем самым повлиять на динамику выработки подвижных извлекаемых запасов и величину проектного коэффициента извлечения нефти.

К сожалению, действующие в настоящий момент положения<sup>1</sup> не учитывают изменения происходящие в процессе разработки месторождений углеводородов.

На основании многочисленных исследований, можно утверждать, что фильтрационно-емкостные свойства продуктивных отложений и вмещающих пород изменяются в процессе разработки месторождений углеводородов, как в призабойной зоне, так и в межскважинном пространстве.

Основываясь на предложенной концепции, становится очевидным, почему зачастую, возникают проблемы при адаптации геолого-технологических моделей к истории разработки, когда в первые годы фактические и модельные параметры (дебит, пластовое и забойное давление и др.) совпадают, а потом начинают расходиться. Возможно, концепция деформационно-метасоматического преобразования продуктивных отложений в процессе их разработки, сможет объяснить подобную проблему. Несомненно, что методологический подход на современном этапе создания трехмерных цифровых геолого-технологических моделей, стоит пересмотреть.

При этом первоначальные фильтрационно-емкостные свойства высокопроницаемых пород-коллекторов будут изменяться существенно сильнее, чем низкопроницаемых [6–8]. Поэтому первоначальные характеристики керна, коэффициент охвата, коэффициент вытеснения, относительные фазовые проницаемости изменяются. Несомненно, и то, что изменение ФЕС продуктивных отложений будет для различных скважин разным, что также осложняет процесс создания трехмерных фильтрационных моделей.

При теоретическом рассмотрении, наиболее сильно, будут подвергаться процессам преобразования карбонатные породы, сложенные на 100% известняком (кальцитом), который, в результате полной доломитизации может уменьшать свой объем на 12.3%, а при кальцитизации возможен обратный процесс.

В зависимости от минералогического состава матрицы и цемента, Е.А. Гладковым [7, 8] были предложены две классификации – для карбонатных коллекторов (дополнение к С.Г. Вишнякову [3]) и терригенных коллекторов (дополнение к В.Н. Шванову [20]), основанные на изменении емкости коллектора в результате деформационно-метасоматических преобразований (табл. 1). При доломитизации мы будем наблюдать увеличение объема пустотно-порового пространства, а при кальцитизации – уменьшение.

Для терригенных пород возьмем классификацию, предложенную В.Н. Швановым [20], так как широко используемая в последние годы классификация А.А. Ханина [18], которая делит породы-коллекторы на 6 классов по абсолютной проницаемости, не учитывает минералогию продуктивных отложений.

В зависимости от состава цемента, в результате деформационно-метасоматических преобразований, максимально возможное изменение емкости коллектора, без учета изменения минеральных зерен и обломков, представлено в табл. 1.

Таким образом, зная минералогический состав продуктивных отложений, их текстуру и структуру, можно прогнозировать степень изменения объема их пустотно-порового пространства, увеличение или уменьшение общей пористости.

В настоящее время, авторами в институте химии нефти (ИХН СО РАН, г. Томск) проводятся эксперименты, которые позволят определить более точно скорость деформационно-метасоматического преобразования продуктивных отложений. Но уже сейчас можно говорить о том, что эти изменения происходят существенно быстрее, чем было принято считать ранее.

Так, в результате эксперимента, доказана возможность образования доломита в присутствии карбамида и хлорида магния при температуре 160°. При этом оказалось, что присутствие нефти не оказывает заметного влияния на образование доломита.

Особенно актуально изменение ФЕС пород в зонах, расположенных рядом с флюидопроводящими (глубинные флюиды) участками [9]. В таких участках, изменение ФЕС пород возможно в течение очень короткого промежутка времени.

## ВЫВОДЫ

Показана необходимость учета деформационно-метасоматических процессов и вторичного минералообразования продуктивных отложений, возника-

<sup>1</sup> “Методические рекомендации по проектированию разработки нефтяных и газонефтяных месторождений” (Приказ МПР РФ от 21.03.2007 г. № 61), “Национальный стандарт Российской Федерации. Месторождения нефтяные и газонефтяные. Правила проектирования разработки” (ГОСТ Р 53710–2009),

**Таблица 1.** Классификация известково-доломитовых пород с учетом деформационно-метасоматических процессов (по [18], с изменениями и дополнениями авторов)

Порода	Содержание, масс. %	Уменьшение объема пород при доломитизации, %	Содержание, масс. %	Увеличение объема пород при кальцитизации, %
	Ca(CO <sub>3</sub> ) <sub>2</sub>		CaMg(CO <sub>3</sub> ) <sub>2</sub>	
Известняк	100	0.000	0	12.300
Известняк доломитистый	95	0.615	5	11.685
	90	1.230	10	11.070
	85	1.845	15	10.455
	80	2.460	20	9.840
	75	3.075	25	9.225
Известняк доломитовый	70	3.690	30	8.610
	65	4.305	35	7.995
	60	4.920	40	7.380
	55	5.535	45	6.765
Доломит известковый	50	6.150	50	6.150
	45	6.765	55	5.535
	40	7.380	60	4.920
	35	7.995	65	4.305
Доломит известковистый	30	8.610	70	3.690
	25	9.225	75	3.075
	20	9.840	80	2.460
	15	10.455	85	1.845
Доломит	10	11.070	90	1.230
	5	11.685	95	0.615
	0	12.300	100	0.000

**Таблица 1.** Изменение объема пустотно-порового пространства при полной доломитизации (кальцитизации) продуктивных отложений с различным типом цемента

Тип цемента	Содержание цемента в породе, %	Состав цемента			
		глинистый (без карбонатов)	карбонатно-глинистый (карбонаты < 50%)	глинисто-карбонатный (карбонаты > 50%)	карбонатный (полностью карбонатный)
Базальный	40–50	0	0.100–2.500	2.500–5.500	4.920–6.150
Открытый поровый	30–40	0	0.060–2.000	1.850–4.430	3.690–4.920
Закрытый поровый	25–30	0	0.050–1.500	1.540–3.320	3.075–3.690
Неполный поровый	10–25	0	0.020–1.250	0.620–2.770	1.230–3.075
Контурный	5–10	0	0.010–0.500	0.310–1.110	0.615–1.230
Прерывистый контурный	1–5	0	0.002–0.250	0.060–0.550	0.123–0.615

Примечание. Последние 3 колонки показывают возможное изменение объема пустотно-порового пространства при полной доломитизации (кальцитизации) пород с различным типом цемента.

ющих в процессе разработки месторождений углеводородов. Процесс изменения минералогического состава и объема пустотно-порового пространства в процессе разработки залежей углеводородов характерен для всех месторождений находящихся на различной стадии разработки. Чем выше проницаемость продуктивных отложений и длительность срока их эксплуатации, тем сильнее изменяются их фильтрационно-емкостные свойств. При разработке месторождений углеводородов необходимо учитывать динамику изменения первоначальных коллекторских свойств, а в действующие регламентные документы внести дополнение, в котором разрешить официальное изменение ФЕС продуктивных отложений в более поздние годы эксплуатации, так как их первоначальные свойства могут претерпевать существенные изменения.

## СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. *Абасов М.Т., Алияров Р.Ю., Джалалов Г.И., Рамазанов Р.А.* О методе оценки изменения относительной фазовой проницаемости пород-коллекторов в процессе разработки // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2010. № 4. С. 54–57.
2. *Багдасарова М.В.* Взаимодействие карбонатных пород с гидротермальными системами при формировании коллекторов нефти и газа // Литология и нефтегазоносность карбонатных отложений: мат-лы 2-го Всерос. литол. совещ. и 8-го Всерос. симпоз. по ископаемым кораллам и рифам. Сыктывкар: Геопринт, 2001. С. 125–127.
3. *Вишняков С.Г.* Карбонатные породы и полевое исследование их пригодности для известкования почвы // Карбонатные породы Ленинградской области, Северного края и Карельской АССР. Вып. 2. М., Л.:

- Госгеолтехиздат, 1933. С. 3–22.
4. *Гладков Е.А.* Условия формирования отложений подугольной толщи васюганской свиты юго-западной части Среднеvasюганского мегавала // Геология нефти и газа. 2008. № 6. С. 37–42.
  5. *Гладков Е.А.* Влияние метасоматоза на разработку месторождений углеводородов // 1-й Российский Нефтяной конгресс. М.: РНК МНС, 2011. С. 90–93.
  6. *Гладков Е.А.* Основные причины изменения фильтрационно-емкостных свойств пород-коллекторов при разработке месторождений углеводородов // Горные ведомости. 2011. № 7. С. 60–63.
  7. *Гладков Е.А., Гладкова Е.Е.* Разработка нефтегазовых месторождений, осложненная влиянием глубинных разломов // Региональная геология и металлогения. 2010. № 41. С.100–106.
  8. *Гладков Е.А., Гладкова Е.Е.* Изменение фильтрационно-емкостных свойств залежей в процессе их разработки // Oil&Gas Journal Russia. 2011. № 9. С. 75–79.
  9. *Дмитриевский А.Н.* Полигенез нефти и газа // Докл. АН. 2008. Т. 419, № 3. С. 373–377.
  10. *Дмитриевский А.Н., Валяев Б.М.* Локализованные потоки глубинных углеводородных флюидов // Дегазация Земли: геодинамика, геофлюиды, нефть и газ. М.: ГЕОС, 2002. С. 319–322.
  11. *Дюнин В.И., Корзун В.И.* Гидрогеодинамика нефтегазоносных бассейнов. М.: Научный мир, 2005. 524 с.
  12. *Карнюшина Е.Е., Леоненко Г.Н.* Свойства коллекторов Западной Сибири в зоне катагенеза // Вестник МГУ. Сер. геол. 1989. № 5. С. 35–41.
  13. *Коробов А.Д., Коробова Л.А.* Зона развития уникальных природных резервуаров – породы фундамента тафrogenных областей // Новые идеи в геологии и геохимии нефти и газа. К созданию общей теории нефтегазоносности недр: мат-лы 6-й междунар. конф. М.: ГЕОС, 2002. С. 258–262.
  14. *Коробов Ю.И., Малюшко Л.Д.* Флюидодинамическая модель формирования залежей УВ – теоретическая основа поисков месторождений нефти и газа // Дегазация Земли: геодинамика, геофлюиды, нефть и газ. М.: ГЕОС, 2002. С. 360–362.
  15. *Маскет М.* Физические основы технологии добычи нефти. М.: Наука, 2003. 608 с.
  16. *Недоливко Н.М., Ежова А.В., Перевертайло Т.Г., Полумогина Е.Д.* Роль дизъюнктивной тектоники в формировании пустотно-порового пространства в коллекторах пласта Ю13 Западно-Моисеевского участка Двуреченского нефтяного месторождения (Томская область) // Известия Томского политехнического университета. 2005. Т. 308, № 5. С. 47–53.
  17. *Предтеченская Е.А., Шиганова О.В., Фомичев А.С.* Катагенетические и гидрохимические аномалии в нижнее-среднеюрских нефтегазоносных отложениях Западной Сибири как индикаторы флюидодинамических процессов в зонах дизъюнктивных нарушений // Литосфера. 2009. № 6. С. 54–65.
  18. *Ханин А.А.* Породы-коллекторы нефти и газа и их изучение. М.: Недра, 1969. 356 с.
  19. *Холодов В.Н., Петрова Р.Н., Дементьева О.Ф.* Проблема формирования вторичной пористости в песчаных коллекторах элизионных бассейнов // Коллекторские свойства пород на больших глубинах. М.: Наука, 1985. С. 58–72.
  20. *Шванов В.Н.* Петрография песчаных пород (компонентный состав, систематика и описание минеральных видов). Л.: Недра, 1987. 269 с.
  21. *Purcell W.R.* Capillary pressure? Their measurement using mercury and calculation of permeability thereof // Petrol. Trans. Am. Inst. Min. Metallurg. Eng. 1949. V. 7, № 4. P. 39–48.
  22. [http://ru.wikipedia.org/wiki/%D0%9F%D1%80%D0%B0%D0%B2%D0%B8%D0%BB%D0%BE\\_%D0%92%D0%B0%D0%BD%D1%82-%D0%93%D0%BE%D1%84%D1%84%D0%B0](http://ru.wikipedia.org/wiki/%D0%9F%D1%80%D0%B0%D0%B2%D0%B8%D0%BB%D0%BE_%D0%92%D0%B0%D0%BD%D1%82-%D0%93%D0%BE%D1%84%D1%84%D0%B0) (дата обращения 18.02.2013).

Рецензент К.С. Иванов

## The strain-metasomatic conversion of hydrocarbons deposits in the course of their development

E. A. Gladkov\*, A. V. Ezhova\*, L. K. Altunina\*\*, V. A. Kuvshinov\*\*,  
N. A. Rodionova\*\*, S. A. Perevezentsev\*\*, E. E. Gladkova\*

\*Tomsk Polytechnical University

\*\*Institute of Petroleum Chemistry, Siberian Branch of RAS

During the development of hydrocarbon deposits a change of their initial reservoir properties take place. One possible reason of that is the strain-metasomatic transformation of productive deposits. It is proposed to take into account these processes and the dynamics of change in the volume of the cavity-pore space of carbonate and clastic rocks is assessed.

Key words: *lithology, strain-metasomatic conversion, the development of hydrocarbons deposits.*