

# ДОЛОМИТИЗАЦИЯ КАК ОСНОВНОЙ ФАКТОР ДЕФОРМАЦИОННО-МЕТАСОМАТИЧЕСКОГО ПРЕОБРАЗОВАНИЯ ЗАЛЕЖЕЙ УГЛЕВОДОРОДОВ

В работе рассмотрен процесс доломитизации, как один из основных факторов изменения фильтрационно-емкостных свойств и объема пустотно-порового пространства пород-коллекторов залежей нефти в процессе их разработки. Доломитизация может происходить в сжатые сроки и существенно изменять первоначальные коллекторские свойства залежей нефти.

*Ключевые слова:* доломитизация, деформация, метасоматоз, углеводороды, нефть.

## 1. Введение

Несмотря на обилие многочисленных данных о влиянии тектоники и глубинных флюидов на залежи углеводородов, до сих пор практически нигде не учитываются процессы изменения фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) пород-коллекторов в процессе их разработки. Многими исследователями доказано (Розин, Сердюк, 1970; Холодов и др., 1985; Карнюшина, Леоненко, 1989; Гладков, 2008; Гладков, Гладкова, 2009; Предтеченская, 2009 и др.), что тектоническая активность способствует привнесу «агрессивных», насыщенных большим количеством карбонатного вещества флюидов из верхней мантии. Кроме того, специальными исследованиями было установлено, что объемы накопленной добычи углеводородов и доказанные их запасы, могут быть сопоставимы с количеством привнесенного вещества (Коробов, Малюшко, 2002).

На основе фактических данных об изменении объема и структуры пустотно-порового пространства под действием эффективного давления (Абасов и др., 2010 и др.), из-за уменьшения пластового давления, в условиях некомпенсированного отбора флюидов из продуктивных отложений, доказано, что при изменении структуры порового пространства изменяются и относительные фазовые проницаемости, в результате уменьшения порового пространства, приводящего к изменению радиуса поровых каналов. Изменение радиуса поровых каналов приводит к изменению величины капиллярного давления. Однако исследования подобного рода не учитывают движение пластовых флюидов, которые также могут изменять геометрию пустотно-порового пространства за счёт метасоматических процессов и вторичного минералообразования.

В частности, изучение коллекторских свойств палеозойских отложений фундамента Западной Сибири (осадочные, метаморфические и изверженные породы) по-

казало, что они характеризуются резкой неоднородностью и трещинно-кавернозным характером, возникшим за счёт метасоматической переработки пород гидротермальными (флюидами) растворами. Аналогичная ситуация и в Шаимском нефтеносном районе Западной Сибири, где большое количество нефтепроявлений и небольших залежей нефти обнаружены в кровельной части доюрских отложений (Толуомское, Мортимь-Тетеревское, Убинское, Даниловское, Потанайское и др.). Породы фундамента сложены изверженными породами, кремнистыми сланцами и сланцами, которые несут следы интенсивных вторичных изменений, обусловленных процессами гидролиза и выщелачивания, имеющих зональный характер (Коробов, Коробова, 2002).

Современная гидротермальная деятельность, способствующая формированию метасоматитов, установлена в пределах Припятской впадины и других районов древних платформ. На Тынгизском месторождении повторными геохимическими съемками были выявлены геохимические аномалии, «свидетельствующие о пульсирующем потоке глубинных флюидов по разрывным нарушениям» (Багдасарова, 2001). При этом растворение карбонатных пород происходит с выделением углекислого газа и образованием сульфатов, что и определяет неравномерность газового состава и температурного поля по площади месторождения.

Специальными исследованиями было установлено, что объемы накопленной добычи углеводородов и доказанные их запасы могут быть сопоставимы с количеством привнесенного вещества (Багдасарова, 2001).

## 2. Деформационно-метасоматическое преобразование пород

Предлагается рассматривать деформационные и ме-

Окончание статьи С.И. Родыгина «Динамика обводнённости нефтенасыщенного образца...»

S.I. Rodygin. **Water-cut dynamics in oil-saturated porous media under pressure waves propagation. Numerical Simulations.**

In this work, we present numerical simulations of two-phase fluid filtration in the model of oil-saturated porous media under pressure waves propagation.

*Keywords:* two-phase filtration, saturation, pressure waves, water-cut.

*Сергей Иванович Родыгин*

Аспирант кафедры радиоэлектроникки Института Физики Казанского (Приволжского) федерального университета. Научные интересы: гидродинамические исследования скважин и пластов, метод фильтрационных волн давления, многофазные потоки в пористых средах.

420008, Казань, ул. Кремлёвская, 16а. Тел: (843) 233-70-02.

тасоматические процессы совместно (Гладков, 2011), при этом вторичное минералообразование, как правило, является следствием обоих вышеуказанных факторов. Для этого вводится новое понятие:

**Деформационно-метасоматическое преобразование** – это преобразование продуктивных отложений и вмещающих пород в процессе разработки месторождений углеводородов в результате изменения структуры и объёма их пустотно-порового пространства при активном участии пластовых флюидов и вторичном минералообразовании, приводящее к изменению их фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС).

Деформационно-метасоматические преобразования, в свою очередь, состоят из четырёх последовательно сменяющих друг друга этапов: 1) деформационно-метасоматическое преобразование пород и вторичное минералообразование в процессе формирования залежей углеводородов; 2) деформационно-метасоматическое преобразование пород и вторичное минералообразование в результате наложенных процессов, вызванных различными факторами (тектоническими, климатическими и пр.); 3) деформационно-метасоматическое преобразование пород и вторичное минералообразование в процессе разработки залежей углеводородов; 4) деформационно-метасоматическое преобразование пород и вторичное минералообразование после окончания разработки залежей углеводородов (Рис.).

В частности, весьма сложная природа метасоматических преобразований А.И. Перельманом (Перельман, 1989) рассматривается следующим образом: главная масса вторичных образований, включая рудные месторождения, формируется на относительно небольших участках земной коры, где происходит резкое изменение интенсивности миграции химических элементов вследствие наличия кислородных, сульфидных, глеевых, щелочных, кислых, испарительных, сорбционных или термодинамических барьеров. Упомянутые исследования проводились в условиях зон гипергенеза. Однако с увеличением давления, температуры и концентрации пластовых вод логично предположить, что процессы метасоматоза и вторичного минералообразования на глубинах в несколько километров будут протекать более интенсивно, согласно закону Я.Г. Вант-Гоффа: «При повышении температуры на каждые 10 градусов константа скорости элементарной химической реакции увеличивается в 2-4 раза».

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 эмпирическим путём и позволяет в первом при-

ближении оценить влияние температуры на скорость химической реакции в небольшом температурном интервале (обычно от 0 °С до 100 °С), что вполне хорошо согласуется с условиями, существующими на большинстве разрабатываемых либо планируемых к вводу в эксплуатацию месторождений углеводородов.

Особенно интенсивно этот процесс начинается при закачке воды в пласт (особенно поверхностной). Поэтому первоначальные характеристики ядра, коэффициент охвата, коэффициент вытеснения, относительные фазовые проницаемости со временем изменяются.

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, по М. Маскету (Маскет, 2003) 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. Вышеуказанные виды энергии проявляют себя при эксплуатации скважин. После снижения пластового давления может в какой-то мере произойти изменение объёма порового пространства пород-коллекторов, связанное с воздействием горного давления.

### 3. Долomitизация продуктивных отложений до и в процессе их разработки

Деформационно-метасоматические изменения особенно активно проявляются в карбонатных породах и связаны с процессами долomitизации и выщелачивания. В результате эксперимента, проведенного в Институте химии нефти Сибирского отделения РАН (г. Томск), доказана возможность образования долomitита в присутствии карбамида и хлорида магния при температуре 160°С. При этом оказалось, что присутствие нефти не оказывает заметного влияния на образование долomitита. Таким образом, доказана возможность метасоматического преобразования пород в результате эпигенетической долomitизации в течении нескольких часов. Сокращение объёма породы при полной долomitизации может составлять 12,3 %. Наиболее интенсивно данным процессом будут затронуты продуктивные отложения сложенные известняками и породами с карбонатным и глинисто-карбонатным цементом.

Тем не менее, до сих пор процесс вторичной долomitизации в процессе разработки залежей углеводородов изучен крайне слабо. Крайне важно изучать процессы долomitизации, так как не только месторождения Западной Сибири (Малоичское, Урманское, Арчинское, Северо-Останинское, Калиновое и др.), но и большинство месторождений Восточной Сибири (Юрубченское, Куюмбинское и др.) представлены долomitизированными известняками (Запивалов, 2010). При этом долomitиты характеризуются как трещиновато-кавернозные. Стоит отметить, что для карбонатных месторождений Юрубчено-Тохомской



Рис. Основные стадии преобразования пород.

зоны (Восточная Сибирь), каверны могли образоваться в результате эродирования в рифейское время, и таким образом были сформированы рифейские эродированные трещиновато-кавернозные карбонатные толщи.

Различные исследователи рассматривают разный источник насыщенных магнием и углекислотой гидротермальных флюидов. Независимо от характера привнесённого «магнийсодержащего флюида», в процессе долмитизации происходит изменение как структуры, так и объёма пустотно-порового пространства, которое приводит к изменению их фильтрационно-емкостных свойств. В результате долмитизации уменьшается объём пород, с образованием не только трещин, но и кавернозных зон.

В процессе разработки залежей углеводородов, локализованных в непосредственной близости к зонам глубинных разломов, возможно протекание следующего процесса. При выработке запасов углеводородов (особенно нефти) в зоне отбора происходит уменьшение пластового давления, в результате чего обогащенный карбонатами флюид из области повышенного давления устремляется в область пониженного давления. Как было указано выше, по экспериментальным данным доказано быстрое протекание вторичных эпигенетических процессов долмитизации, таким образом изменение объёма и структуры пустотно-порового пространства возможно в течение нескольких недель, либо месяцев.

Кроме долмитизации известняков немаловажно и то, насколько быстро протекают процессы долмитизации в терригенных породах с карбонатными карбонатно-глинистым цементом. В настоящее время планируется проведение экспериментов по изучению процесса изменения ФЕС и объёма пустотно-порового пространства пород-коллекторов при долмитизации.

Актуальность проведения такой работы вызвана проблемами возникающими при создании 3D геолого-технологических моделей залежей углеводородов как одного из этапов проектной работы.

## Заключение

Эпигенетическая долмитизация способна изменять объём и структуру пустотно-порового пространства пород-коллекторов и влиять на их первоначальные коллекторские свойства. Деформационно-метасоматические процессы и вторичное минералообразование в продуктивных отложениях при их разработке необходимо исследовать и учитывать при создании трехмерных геолого-технологических моделей.

Процесс изменения минералогического состава и объёма пустотно-порового пространства продуктивных отложений в процессе разработки залежей углеводородов характерен для всех месторождений находящихся на различной стадии разработки. При этом чем выше проницаемость пород-коллекторов и длительность их срока эксплуатации, тем сильнее изменяются их фильтрационно-емкостные свойства и относительные фазовые проницаемости.

## Литература

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. 54-57.

Багдасарова М.В. Взаимодействие карбонатных пород с гидротермальными системами при формировании коллекторов нефти и газа. *Мат-лы II Всерос. литологического совещ. и VIII Всерос. симп. по ископаемым кораллам и рифам. «Литология и нефтегазоносность карбонатных отложений»*. Сыктывкар. 2001. 125-127.

Гладков Е.А. Влияние метасоматоза на разработку месторождений углеводородов. *1-й Рос. нефт. конгресс. Сб. мат-ов*. Москва. 2011. 90-93.

Гладков Е.А. Условия формирования отложений подугольной толщи васюганской свиты юго-западной части Средневазюганского мегавала. *Геология нефти и газа*. 2008. №6. 37-42.

Гладков Е.А., Гладкова Е.Е. Влияние тектонических процессов на разработку нефтегазовых месторождений. *I Межд. науч.-практ. конф. молодых ученых и специалистов, посв. памяти ак. А.П. Карпинского. Сб. мат-ов*. СПб.: Изд-во ВСЕГЕИ. 2009. 26-30.

Запивалов Н.П. Нанозффекты образования вторичных высокопродуктивных коллекторов в карбонатных породах. *Георесурсы*. 2010. №2. 2-6.

Карношина Е.Е., Леоненко Г.Н. Свойства коллекторов Западной Сибири в зоне катагенеза. *Вестник МГУ. Сер. геол.* 1989. № 5. 35-41.

Коробов А.Д., Коробова Л.А. Зона развития уникальных природных резервуаров – породы фундамента тафrogenных областей. *Мат-лы VI межд. конф. «Новые идеи в геологии и геохимии нефти и газа. К созданию общей теории нефтегазоносности недр»*. М.: ГЕОС. 2002. 258-262.

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. 360-362.

Маскет М. Физические основы технологии добычи нефти. М.: Наука. 2003. 608.

Перельман А.И. Геохимия. Изд. 2-е. М.: Высшая школа. 1989. 598.

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. 54-65.

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. 102-113.

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. 58-72.

E.A. Gladkov. **Dolomitization as the basic factor of the deformation-metasomatic transformation of hydrocarbon deposits.**

We examine dolomitization as one of the basic factors leading to a change in filtration-capacitive properties and volume of vacuum-pore space of reservoir rocks accompanying the development of oil deposits. Dolomitization may occur on rapid timescales and lead to substantial changes of collector properties of oil deposits.

*Key words:* dolomitization, deformation, metasomatism, hydrocarbons, oil.

*Евгений Алексеевич Гладков*

К. геол.-мин. н., доцент кафедры геологии и разработки нефтяных и газовых месторождений Института природных ресурсов Томского политехнического университета; Томский филиал Учреждения Российской академии наук Института нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН. Научные интересы: геология, геология нефти и газа, разработка и эксплуатация залежей углеводородов, литология, геофизика, 3D моделирование.

634050, Томск, пр. Ленина, 30. Тел.: (913) 867-65-71.