МЕТАСОМАТИЧЕСКАЯ ДОЛОМИТИЗАЦИЯ И НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ КАРБОНАТНЫХ ПОРОД (НАНОЭФФЕКТЫ ОБРАЗОВАНИЯ ВТОРИЧНЫХ ВЫСОКОПРОДУКТИВНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ)

Н.П. Запивалов
Институт нефтегазовой геологии и геофизики СО РАН, г. Новосибирск

Нефть и газ содержатся в разнообразных природных резервуарах, в том числе в известняках и доломитах. Такие породы содержат 40% мировых запасов нефти. Последние характеризуются большими дебитами, главным образом благодаря их высокой пористости. В Северной Америке 80% углеводородных скоплений содержатся в доломитовых коллекторах.

Доломитизация приводит к увеличению объема пор в плотных известняках за счет изменения архитектуры пустотного пространства. Увеличивается не только пористость, но и проницаемость. Например, в Канаде в известняковых коллекторах проницаемость равна $6*10^{-3}$ мкм^2, а в доломитовых – $8*10^{-1}$ мкм^2. Доломиты бывают первичные-седиментационные и вторичные-эпигенетические. Вторичная доломитизация всегда сопровождается трещинообразованием, которое может обеспечить высокую проницаемость пород. Чем новее трещины, тем они шире и тем выше их проницаемость. Самые лучшие трещиноватые коллекторы представлены доломи- тизированными известняками Асмари в Иране.

Химическая формула доломита $CaMg(CO_3)_2$. В его кристаллической решетке ионы Ca^{+2} и Mg^{+2} попеременно чередуются вдоль тройной оси. Цвет доломита серовато-белый, иногда с желтоватым, буроватым или зеленоватым оттенком. Твердость 3,5-4,0, плотность 2,8-2,9 г/см^3. По растворимости в HCl он занимает промежуточное положение между кальцитом и магнезитом. Доказано, что молекулярное замещение известняка доломитом приводит к уменьшению объема твердой породы на 12-13%. Химическое уравнение этого замещения выглядит следующим образом: $2CaCO_3 + MgCl_2 = CaMg(CO_3)_2 + CaCl_2$ или в морской воде: $2CaCO_3 + MgSO_4 + 2H_2O = CaMg(CO_3)_2 + CaSO_4*2H_2O$. Кристаллы в известняках обладают четко выраженной тенденцией ориентировать свои оси параллельно плоскостям напластования. В доломитах же кристаллы ориентированы совершенно беспорядочно. Отличаясь от известняков значительно большим объемом межкристаллического порового пространства, доломиты обладают соответственно бульшей поверхностью взаимодействия минеральной части с циркулирующими в них флюидами.

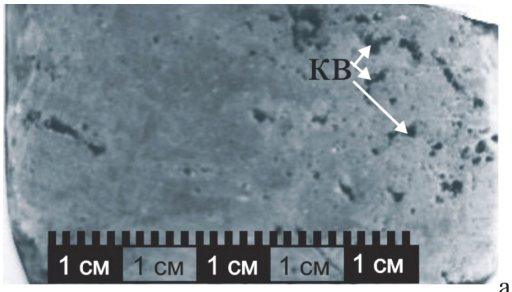
Вторичные эпигенетические процессы характеризуются огромным разнообразием и быстрой динамикой их проявления. Это зависит от многих геофлюидодинамических факторов, которые определяют существенные превращения даже в процессе разработки нефтяных месторождений. В практическом плане важно проследить динамику современного состояния флюидонасыщенной системы. Наиболее важными параметрами этого состояния является пустотное пространство коллектора, его проницаемость и перколяционная эксергия. Под последней понимается работоспособность пласта (очага). В большой степени этому способствуют активные метасоматические процессы в современных породах. Некоторые исследователи с этими же процессами связывают генерацию углеводородов (Трофимук, Молчанов, Параев, 1999). Например, в основе концепции образования гигантского Куюмбо-Юрубчено-Тайгинского нефтегазового месторождения в Восточной Сибири лежат представления о метасоматозе осадочных карбонатных пород в эпигенезе под действием вначале кислотных, а затем щелочных термальных вод (Трофимук, Молчанов, Параев, 1999). Указанные авторы считают, что «… доломитизация известняка и замещение карбоната сульфатом под действием сульфидных гидротерм в эпигенезе является необходимым и достаточным условием синтеза углеводородов и формирования их залежей в доломитовом коллекторе» (ДАН, 1999, том 364, № 3, с.368).

Следует признать очаговый (зональный) характер нефтегазообразования и насыщения углеводородами отдельных стратиграфических интервалов. В связи с этим отмечается и «очаговая» высокая продуктивность на разрабатываемых месторождениях.

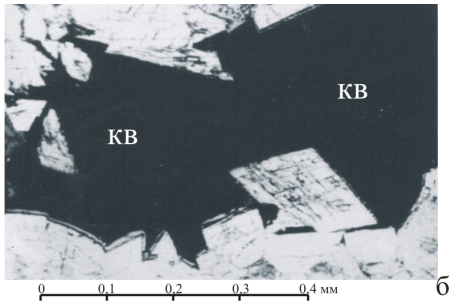
Можно назвать большое число залежей нефти и газа, связанных с доломитами и доломитизированными известняками. Так, например, к доломитам приурочены залежи нефти в органогенных рифах Западной Канады. На месторождении Лима-Индиана в штатах Огайо и Индиана нефть содержится в пористых доломитизированных зонах известняков Трентон (ордовик). Со времени открытия этого месторождения в 1884 г. из него было добыто свыше 500 млн. баррелей нефти. Доломитизированные известняки Тамабра (мел) служат коллекторами на нефтяном месторождении Поса-Рика в Мексике. В Западной Сибири во многих палеозойских резервуарах Нюрольской впадины (в основном девонских) залежи нефти обнаружены именно в доломитизированных известняках. К таким относятся Малоичское, Урманское, Арчинское, Северо-Останинское, Южно-Табаганское, Южно-Тамбаевское, Солоновское, Калиновое, Селимхановское и другие нефтегазовые скопления. Как правило, доломиты замещения образуют трещинно-кавернозные коллекторы, которые характеризуются вновь образованной вторичной пористостью и кавернозностью (рис. 1).

Наиболее изученным является Малоичское месторождение (Новосибирская область), которое было открыто в 1974 году. Основной продуктивный горизонт залегает на глубинах 2794-2850 м, сложен карбонатными породами: известняками и доломитами. Известняки буровато-серые, органогенно-детритовые, неравномерно доломитизированные, местами переходящие в доломиты, трещиноватые и кавернозные. В наибольшей степени процессы вторичной доломитизации имеют место в западной части месторождения (скв. 2, 3, 6, 9, 13) На этом месторождении пробурена самая глубокая параметрическая скважина (Малоичская №4) глубиной 4600 м. с проходкой по карбонатному палеозою 1800 м. Притоки нефти получены из многих интервалов вскрытого палеозойского разреза, представленных доломитизмированными органогенными известняками почти с равным содержанием CaO и MgO.

Особый интерес представляет призабойная зона в интервале 4538-4600 м., представленная пачками метасоматических доломитов крупно- и среднезернистых, часто трещиноватых и раздробленных. Содержание MgO здесь увеличивается до 22%, а SiO_2 всего лишь 0,31%. Пластовая температура в этой части разреза достигает 160°С. Из всех пробуренных 20 скважин на Малоичском месторождении наиболее продуктивной является скважина №9, которая почти 10 лет фонтанировала нефтью дебитом 120 м^3/сутки. Нефтенасыщенный горизонт залегает в интервале 2832-2834 метра и представлен доломитом известковистым с реликтовой биогермной текстурой. Под микроскопом видно, что порода сильно изменена



а



б

керн шлиф (в проходящем свете)

Рис. 1. Доломиты замещения с кавернами (Ежова А.В., 2005)

а – скв. Урманская 7, глубина 3120 м; б – скв. Северо-Останинская 7, глубина 2812 м

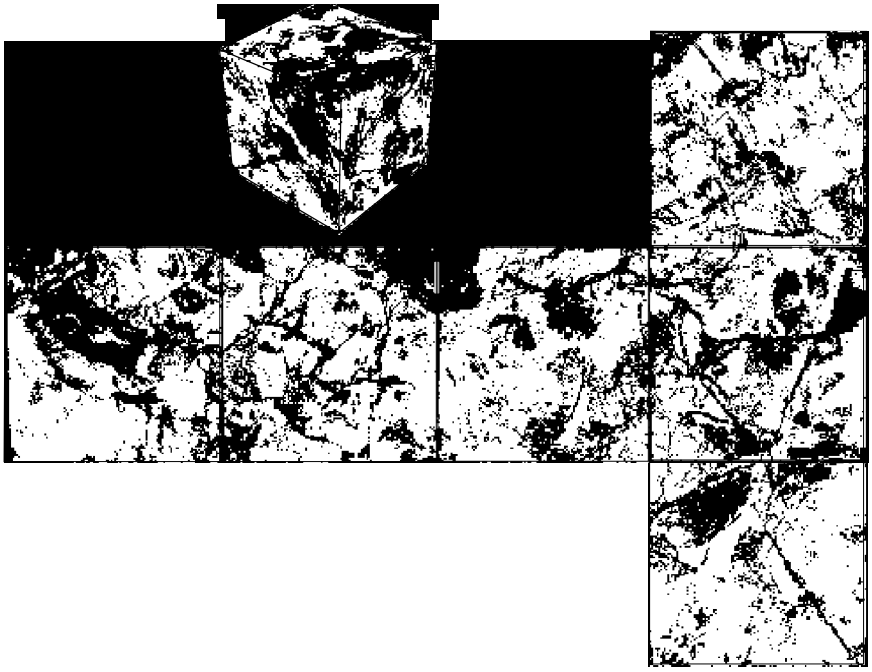


Рис. 2. Малоичское месторождение (скв. 9), трещинно-кавернозные (белое) девонские органогенные доломиты (Запивалов Н.П., Попов И.П., 2003)

процессами перекристаллизации, доломитизации и кальцитизации, проходившими в несколько стадий, благодаря чему образовалась резкая разнозернистость и пятнистость, двух- и трехслойные каемки инкрустации и микротрещиноватость. Здесь установлена вторичная пористость, типа выщелачивания по первичной органогенной породе, с извилистыми микротрещинами. Часть полостей и пор выполнена полностью новообразованными кристаллами доломита. По макро- и микроскопическим данным порода является хорошим коллектором трещиноватого типа. Объемный вес породы 2,65 г/см^3, пористость 4,7%. Определена проницаемость по трем направлениям 2,5; 1,2; 0,9 мД. Поверхностная плотность трещин по 6 граням кубика видна на рис. 2.

В 2009 году на Малоичском месторождении была пробурена скважина № 117, в которой из девонских доломитизированных известняков получен фонтанный приток нефти дебитом 280 т/сутки. На Малоичском месторождении четко обозначается очаговая доломитизация, что в конечном счете определяет продуктивность скважин. Очаги в западной и юго-западной части месторождения (скв.: 4, 9, 117, 6, 2) характеризуется активной вторичной доломитизацией по среднедевонскому рифу. Участки с высокопродуктивными скважинами четко приурочены к фациально-тектонической зоне (рис. 3).

На карте видна резкая изменчивость рельефа палеозойских карбонатных пород. На близких расстояниях перепад составляет 180 м (2640-2820). Синдром кажущейся блоковости объясняется неравномерной глубокой вторичной переработкой карбонатного субстрата (доломитизация и другие процессы). Резкие изменения литолого-минералогического состава пород ведут к хаотической картине сейсмических волн и в конечном счете к искаженным построениям. Фактически в таких условиях структурная сейсморазведка является неэффективной.

Интересно, что изменение коллекторских свойств карбонатных пород находит отражение в изменении изотопного состава углерода собственно карбонатных пород и особенно CO_2, что позволяет использовать их в качестве дополнительных критериев для прогнозной оценки коллекторов. На основе детальных изотопных исследований нами установлено, что

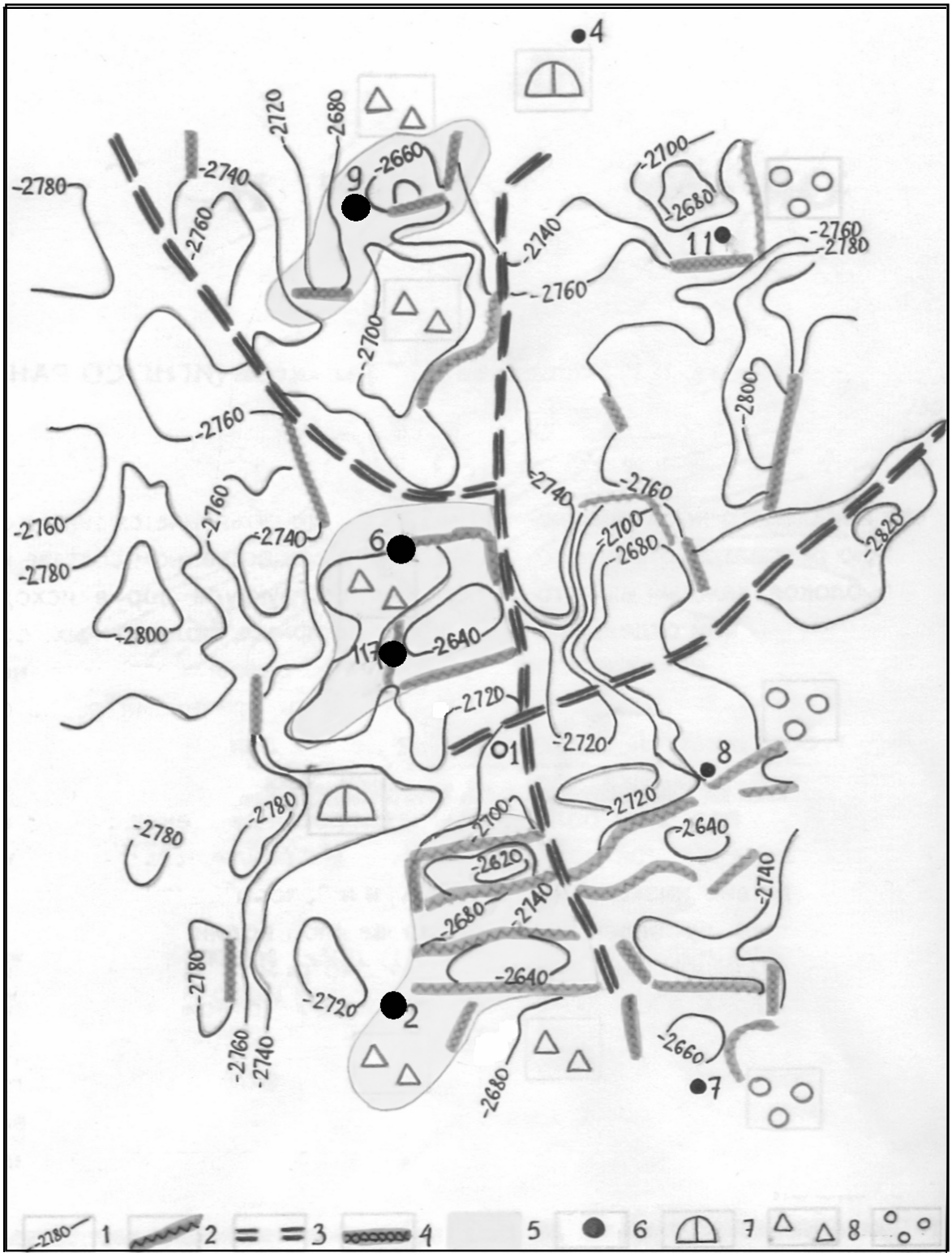


Рис. 3. Малоичское месторождение, Новосибирская область (с учетом результатов 3х-мерной сейсморазведки)

1– изогипсы поверхности карбонатных палеозойских пород, м; 2 – субвертикальные зоны эрозионно-тектонических выступов; 3 – предполагаемые глубинные разломы; 4 – тектонические нарушения; 5 – очаги вторичной доломитизации; 6 – скважины, давшие приток нефти; 7-9 - литофации: 7 – органогенных рифов; 8 – передового шлейфа; 9 – зарифовой лагуны.

в Западной Сибири основным источником CO_2 являются карбонатные породы палеозоя, хотя некоторые исследователи считают его глубинным. Концентрация CO_2 в свободных,

попутных и воднорастворенных газах в палеозойских и низах мезозойских пород юго-восточной части Западно-Сибирской плиты достигает десятков процентов. Рядом с Малоичским месторождением, на Межовской и Веселовской площадях в юрских и доюрских породах обнаружены залежи CO_2; первичные дебиты в скважинах достигали 150-250 тыс. $м^3$/сут. Подземные воды с углекислым составом растворенных газов встречены на Восточно-Межовской площади. Отмечено повышенное содержание CO_2 в водах на Малоичской и ряде других площадей.

Изучение вещественного состава и коллекторских свойств карбонатных пород палеозоя Малоичской площади позволило выделить в ее пределах отдельные зоны, каждой из которых присущ определенный изотопный состав углерода CO_2 и карбонатов. Выделенные зоны различаются по значениям $\delta^{13}C$ карбонатных пород, которые в одной зоне составляют 0,5-0,8‰, а в другой 1,3-3,7 ‰. Эти различия по изотопному составу углерода карбонатных пород в разных зонах рассматриваемой площади, вероятнее всего, отражают степень их постседиментационной преобразованности. Возможно, эти процессы являлись результатом миграции CO_2 в составе гидротермальных растворов.

Как мы видим, наибольшее значение в рассматриваемых процессах имеет вторичная доломитизация. По существу это метасоматоз, который происходит путем замещение иона кальция ионом магния.

Метасоматоз – это реакция приспособления горной породы к изменению физико-химических условий ее состояния. Как правило, метасоматические процессы протекают в режиме реакций между твердой (горная порода) и жидкой или газообразной (флюид) фазами при постоянном сохранении горной породой твердого состояния. Они ведут к изменению химического состава породы путем замещения одних минералов другими под действием подвижного, химически активного тепломассоносителя в градиентном термодинамическом поле. Процессы эти по существу являются неравновесными. Есть ряд условий, способствующих активным метасоматическим процессам. Особенно важной является подпитка CO_2. Это природное явление распространено достаточно широко. Известно, что в осадочных и магматических комплексах наблюдается широкое развитие метасоматических процессов, в той или иной мере преобразующих первичные породы и оказывающих существенное влияние на их минеральную специализацию.

Метасоматоз зависит от ряда переменных регулирующих параметров: градиентов pH-, Eh- и PT-среды и флюида. Степень неравновесности системы определяет вероятность появления в ней флуктуации и, таким образом, проблема нефтегазоносности метасоматитов сводится в общем случае к проблеме градиентности и энергопотока в открытых неравновесных системах. Важной и очевидной, но не всегда учитываемой является реагентоспособность среды, зависящая от свободной энергии. Свободная энергия поверхности пропорциональна внутренней энергии системы, отнесенной к единице площади. Следовательно, площадь границ зерен характеризует энергетическое состояние горной породы (Бродская, Жданов, 1986). Скорость химических реакций, в том числе и метасоматических, определяется свободной энергией поверхности зерен у, пропорциональной их внутренней энергии ??*E*, относимой к единице поверхности *ds*, то есть у = ??*E / (ds)*. Пожалуй, именно дисперсность определяет такие механо-химические процессы.

Следует отметить, что метасоматические очаги не имеют четкой стратиграфической привязки и их морфология обычно не может рассматриваться с позиции анализа складчатых форм и закона суперпозиции. Метасоматические породы, в связи с их существенным отличием от субстрата по химическому составу, отличаются от него также по физическим свойствам и хорошо выделяются в геофизических полях. Участки развития метасоматитов часто выделяются на картах аномалий теплового поля, так как приуроченность их к зонам повы-

шенной проницаемости определяет вероятность увеличения в них эндогенного теплового потока, обусловленного повышенной фильтрацией термальных подземных вод.

Суть вторичной метасоматической доломитизации состоит в следующем: радиус иона (катиона) кальция (Ca^{++}) равняется 0,99 Е или 99 пМ, а ион (катион) магния (Mg^{++}) составляет 0,66 Е или 66 пМ. В процессе замещения кальция магнием образуется значительное пустотное пространство. По существу, это природный наноэффект. Мы знаем, что в нефтегазонасыщенных системах постоянно и достаточно быстротечно протекают самые разнообразные процессы вследствие изменения температуры, давления, химического потенциала и различных физических полей (физико-химических, механо-химических и др. градиентов). Но остается непреложным факт, что природные наноразмерные метасоматические процессы в карбонатных породах способствуют образованию хороших высокодебитных коллекторов.

Встает вопрос – можно ли инициировать ускоренный техногенный процесс метасоматической доломитизации и создавать, или поддерживать, высокопродуктивные очаги на месторождении. Фактически, это позволит управлять процессом разработки месторождений и увеличить коэффициент нефтеотдачи. Для этого требуется установить карбонатность перспективных горизонтов, определить состав карбонатного материала и пластовой воды. Технология закачки в пласт магнийсодержащего флюида или гранулярного магния в размере наночастиц, вероятно, не представит особой трудности. В результате мы увеличим удельную поверхность пустотного пространства, создадим ситуацию изменения различных термодинамических градиентов и спровоцируем пластовую систему (хотя бы в пределах определенного очага) к активизации многих процессов (образование трещиноватости, переток флюидной массы из блочной матрицы в трещины, и даже новообразование углеводородных масс). В значительной степени активизируются перколяционные процессы, возрастают дебиты, продуктивность скважин и нефтеотдача. В отдельных случаях процесс принудительной и ускоренной доломитизации (метасоматоза) можно сопровождать волновым и тепловым воздействием. Безусловно, эти технологические операции относятся к категории щадящих, в сущности мы ускоряем или регулируем естественные природные процессы. В ближайшее время лабораторные эксперименты будут проведены в одном из Институтов СО РАН.

Промышленную отработку этой технологии предлагается осуществить в пределах натурного полигона, на Малоичском нефтяном месторождении (Новосибирская область), где установлена промышленная нефтеносность в доломитизированных известняках среднего девона за счет субстрата карбонатных рифогенных массивов. В случае удачных экспериментов такая нанотехнология откроет путь к интенсивному освоению палеозоя Западной Сибири и древних карбонатных массивов Восточной Сибири. Одновременно, она может быть использована и для терригенных пород с большим содержанием карбонатного цемента в породах. Повышенная карбонатность и высокое содержание CO_2 отмечается часто в юрских и меловых породах Западной Сибири. Доломитизации часто подвергаются микрозернистый и пелитоморфный кальцитовый цемент, раковины фораминифер, водорослевые остатки и различный органогенный детрит. В метасоматических доломитах часто образуются поры размером 0,2•0,8 мм. и каверны размером размером более 1 мм. Это один из ключевых моментов, который может увеличить нефтегазовый потенциал Сибири, а также других регионов. Успешное использование предлагаемой нанотехнологии может оказать существенное влияние на длительность разработки месторождений и конечную нефтеотдачу.

Литература

Запивалов Н.П., Смирнов Г.И, Харитонов В.И. Фракталы и наноструктуры в нефтегазовой геологии и геофизике. Новосибирск: изд-во «Гео», 2009. 130 с.

Жариков В.А. Метасоматизм и метасоматические породы. М.: Научный мир, 1998. 490 с.

Жданов В.В. Метасоматиты, опыт изучения и картирования. Санкт-Петербург: изд-во ВСЕГЕИ, 1999. 54 с.

Запивалов Н.П., Гуриева С.М., Дахнова М.В., Панкина Р.Г., Сердюк З.Я. Связь изотопного состава углерода CO_2 и карбонатов с коллекторскими свойствами карбонатных пород // Доклады АН СССР, 1982, т. 262, № 2, с. 396-399.

Запивалов Н.П., Пехтерева И.А., Сердюк З.Я. и др. Выделение и картирование палеозойских рифовых массивов в Западной Сибири // Геология нефти и газа, 1980, № 9, с.8-13.

Казицин Ю.В. Метасоматизм в земной коре. Л.: Недра, 1979. 208 с.

Коржинский Д.С. Очерк метасоматических процессов //В кн. «Основные проблемы в учении о магматогенных рудных месторождениях». М.: Изд-во АН СССР, 1953. с. 332-465.

Коржинский Д.С. Теория метасоматической зональности. М.: Наука, 1969. 109 с.

Молчанов В.И., Параев В.В., Еганов Э.А. Нанодисперсность – обязательное условие преобразования геосфер (как переходная форма в эволюции земного вещества) // Журнал «Проблемы эволюции открытых систем». Алматы: “Print-S” 2007. Вып. 9. Т. 1. С. 64-77.

Молчанов В.И. Опыты по синтезу углеводородов при тонком измельчении минеральных веществ в воде. // Доклады АН СССР, 1967, т. 147, № 5, с. 1185—1187.

Поспелов Г.Л. Парадоксы, геолого-физическая сущность и механизмы метасоматоза. Новосибирск: Наука, 1973. 353 с.

Трофимук А.А., Молчанов В.И., Параев В.В. Модель формирования нефтегазоносных карбонатов (на примере Куюмбо-Юрубчено-Тайгинского супергиганта) // Доклады РАН, 1999, т. 364, № 3, с. 366-368.

Трофимук А.А., Черский Н.В., Царёв В.П., Сороко Г.И. Новые данные по экспериментальному изучению преобразования ископаемого органического вещества с использованием механических полей // Доклады АН СССР, 1981, т. 257, № 1, с. 207—211.

Царев Д.И. Метасоматизм. Улан-Удэ: БНЦ СО РАН, 2002. 319 с.

Zapivalov N.P., Trofimuk A. A. Distribution of Oil and Gas in Devonian Rocks of West Siberia // Devonian of the World. – Calgary, 1988. Vol. I. P. 553-556.