

# НАНОЭФФЕКТЫ ОБРАЗОВАНИЯ ВТОРИЧНЫХ ВЫСОКОПРОДУКТИВНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ В КАРБОНАТНЫХ ПОРОДАХ

Нефть и газ содержатся в разнообразных природных резервуарах, в том числе в известняках и доломитах. Такие породы содержат 40% мировых запасов нефти. Доломитизация приводит к увеличению объема пор в плотных известняках за счет изменения архитектуры пустотного пространства. Таким образом, природные наноразмерные метасоматические процессы способствуют образованию хороших и часто высокодебитных коллекторов. Предлагается инициировать ускоренный техногенный процесс метасоматической доломитизации и создавать высокопродуктивные очаги на месторождениях. Успешное использование предлагаемой нанотехнологии может оказать существенное влияние на длительность разработки месторождений и конечную нефтеотдачу.

*Ключевые слова:* доломитизация, метасоматоз, наноструктуры, нефтеотдача.

## 1. Нефть в доломитах

Нефть и газ содержатся в разнообразных природных резервуарах, в том числе в известняках и доломитах. Такие породы содержат 40% мировых запасов нефти. В Северной Америке большое количество залежей нефти и газа приурочены именно к доломитовым коллекторам. Они характеризуются большими дебитами, главным образом благодаря их высокой пористости.

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  $6 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>, а в доломитовых –  $8 \cdot 10^{-1}$  мкм<sup>2</sup>.

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 выше их проницаемость. Изменяются капиллярные силы, и уменьшается возможность создания целиков (зон запирания). В целом, усиливаются перколяционные процессы. Самые лучшие трещиноватые коллекторы представлены доломитизированными известняками Асмари в Иране.

Химическая формула доломита  $\text{CaMg}(\text{CO}_3)_2$ . В его кристаллической решетке катионы  $\text{Ca}^{+2}$  и  $\text{Mg}^{+2}$  попеременно чередуются вдоль тройной оси. Цвет доломита сероватобелый, иногда с желтоватым, буроватым или зеленоватым оттенком. Твердость 3,5–4,0, плотность 2,8–2,9 г/см<sup>3</sup>. 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:  $2\text{CaCO}_3 + \text{MgCl}_2 \rightarrow \text{CaMg}(\text{CO}_3)_2 + \text{CaCl}_2$  или в морской воде:  $2\text{CaCO}_3 + \text{MgSO}_4 + 2\text{H}_2\text{O} = \text{CaMg}(\text{CO}_3)_2 + \text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$ . Кристаллы в известняках обладают четко выраженной тенденцией ориентировать свои оси параллельно плоскостям напластования. В доломитах же кристаллы ориентированы совершенно беспорядочно. Отличаясь от известняков значительно боль-

шим объемом межкристаллического порового пространства, доломиты обладают соответственно большей поверхностью взаимодействия минеральной части с циркулирующими в них флюидами.

## 2. Концепции и факты

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 и др., 1999; 1981).

Например, в основе концепции образования гигантского Кулумбо-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».

Следует признать очаговый (зональный) характер нефтегазообразования и насыщения углеводородами отдельных стратиграфических интервалов. В связи с этим отмечается и «очаговая» высокая продуктивность на разрабатываемых месторождениях (Запывалов и др., 2009; Запывалов, Попов, 2003).

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.

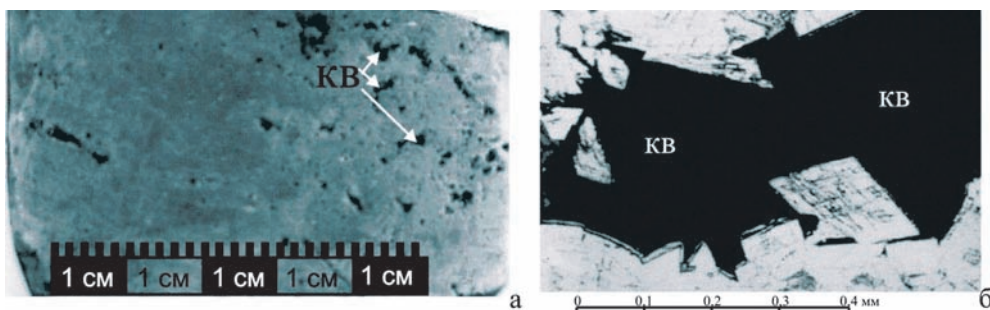


Рис. 1. Доломиты замещения с кавернами. а – Керн, скв. Урманская 7, глубина 3120 м; б – Шлиф (в проходящем свете), скв. Северо-Останинская 7, глубина 2812 м.

На месторождении Лима-Индиана в штате Огайо 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.

### 3. Вторичная доломитизация в палеозойских породах Западной Сибири

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 (Zapivalov, Trofimuk, 1988). 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 (Рис. 3) 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, представ-

ленных доломитизированными органогенными известняками почти с равным содержанием CaO и MgO (Zapivalov, Trofimuk, 1988; Запивалов и др., 1980). В этом разрезе выделены рифогенные тела (Запивалов, Соколов, 1977).

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<sub>2</sub> 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 (Рис. 2), которая почти 10 лет фонтанировала нефтью дебитом 120 м<sup>3</sup>/сутки. Нефтенасыщенный горизонт залегает в интервале 2832 – 2834 м и представлен доломитом известковистым с реликтовой биогермной текстурой. Под микроскопом видно, что порода сильно изменена 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 выщелачи-

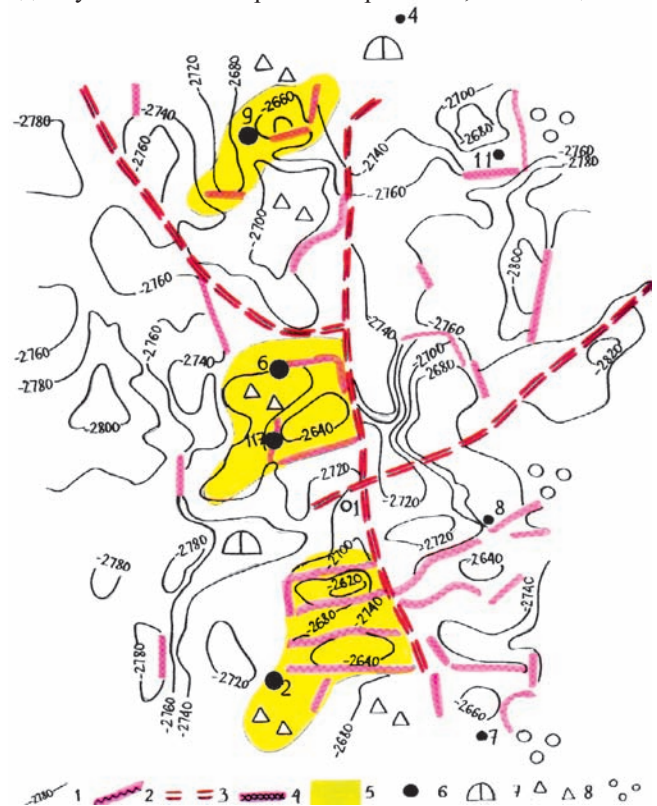


Рис. 3. Малоичское месторождение, Новосибирская область (с учетом результатов 3х-мерной сейсморазведки). 1 – изогипсы поверхности карбонатных палеозойских пород, м; 2 – субвертикальные зоны эрозивно-тектонических выступов; 3– предполагаемые глубинные разломы; 4 – тектонические нарушения; 5 – очаги вторичной доломитизации; 6 – скважины, давшие приток нефти; 7 – Литофации органогенных рифов; 8 – Литофации передового шлейфа; 9 – Литофации заливной лагуны.

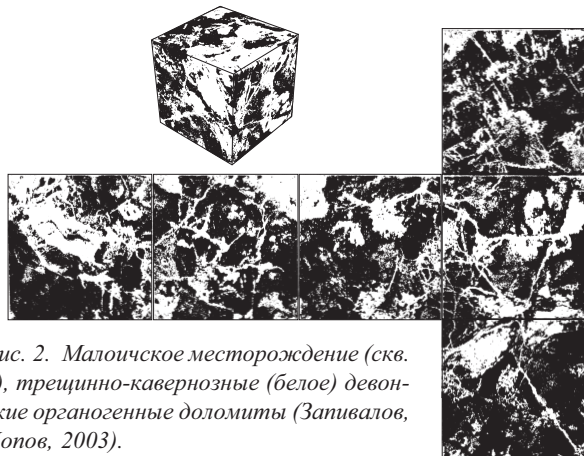


Рис. 2. Малоичское месторождение (скв. 9), трещинно-кавернозные (белое) девонские органогенные доломиты (Запивалов, Попов, 2003).

вания по первичной органогенной породе, с извилистыми микротрещинами. Часть полостей и пор выполнена полностью новообразованными кристаллами доломита. По макро- и микроскопическим данным порода является коллектором трещиноватого типа. Объемный вес породы  $2,65 \text{ г/см}^3$ , 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 этом месторождении четко обозначается очаговая доломитизация, что в конечном счете определяет продуктивность скважин. Такие очаги в западной и юго-западной части месторождения (скв. 9, 6, 117, 2) характеризуется активной вторичной доломитизацией по среднедевонскому рифу (Запивалов и др., 1980). 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  $\text{CO}_2$ , что позволяет использовать их в качестве дополнительных критериев для прогнозной оценки коллекторов (Запивалов и др., 1982). На основе детальных изотопных исследований нами установлено, что в Западной Сибири основным источником  $\text{CO}_2$  являются карбонатные породы палеозоя, хотя некоторые исследователи считают его глубинным.

Концентрация  $\text{CO}_2$  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  $\text{CO}_2$ ; первичные дебиты в скважинах достигали 150 – 250 тыс.  $\text{м}^3/\text{сут}$ . Подземные воды с углекислым составом растворенных газов встречены на Восточно-Межовской площади. Отмечено повышенное содержание  $\text{CO}_2$  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  $\text{CO}_2$  и карбонатов. Выделенные зоны различаются по значениям  $\delta^{13}\text{C}$  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  $\text{CO}_2$  в составе гидротермальных растворов (Запивалов и др., 1982).

#### 4. Флюидодинамический метасоматоз – основа вторичной доломитизации пород

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

Метасоматоз (наложенный эпигенез) – 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 теплоносителя в градиентном термодинамическом поле. Процессы эти по существу являются неравновесными (Коржинский, 1969; Жариков, 1998; Поспелов, 1973; Царев, 2002; Казицин, 1979).

Есть ряд условий, способствующих активным метасоматическим процессам. Особенно важной является подпитка  $\text{CO}_2$ . 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 рН-, Eh- и РТ-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 в открытых неравновесных флюидонасыщенных 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. Скорость химических реакций, в том числе и метасоматических, определяется свободной энергией поверхности зерен  $\sigma$ , пропорциональной их внутренней энергии  $\Sigma\Delta E$ , относимой к единице поверхности  $ds$ , то есть  $\sigma = \Sigma\Delta E / (ds)$ . Пожалуй, именно нанодисперсность определяет такие механо-химические процессы (Молчанов и др., 2007; Молчанов, 1967).

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 повышенной проницаемости определяет вероятность увеличения в них эндогенного теплового потока,

обусловленного повышенной фильтрацией термальных подземных вод.

В нефтегазонасыщенных системах постоянно и достаточно быстро протекают разнообразные вторичные процессы вследствие изменения температуры, давления, химического потенциала и различных физических полей (физико-химических, механо-химических и др. градиентов).

Доказано, что преобразование массивных кристаллических пород, характеризующихся очень низкой проницаемостью, происходит главным образом путем диффузионного метасоматоза, в то время как в зонах повышенной трещиноватости осадочных пород, обладающих проницаемостью, на несколько порядков превышающей величины коэффициента диффузии, решающую роль приобретает инфильтрационный метасоматоз (Пеньковский и др., 1975).

Метасоматическая доломитизация зависит от многих физико-химических и геофлюидодинамических параметров. Следует иметь в виду, что радиус иона (катиона) кальция ( $\text{Ca}^{++}$ ) равняется 0,99 Å или 0,099 нм, а ион (катион) магния ( $\text{Mg}^{++}$ ) составляет 0,66 Å или 0,066 нм. В процессе замещения кальция магнием образуется дополнительное пустотное пространство (трещины, каверны и т.д.). Таким образом, природные наноразмерные метасоматические процессы способствуют образованию хороших и часто высокодебитных коллекторов, особенно в карбонатных породах фанерозоя, включая палеозой Западной Сибири.

## Заключение (практическая нанотехнология)

Встает вопрос – можно ли инициировать ускоренный техногенный процесс метасоматической доломитизации и создавать высокопродуктивные очаги на месторождении? Фактически, это позволит управлять процессом разработки месторождений и увеличить нефтеотдачу. Для этого требуется 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 увеличится удельная поверхность пустотного пространства, активизируется переток флюидной массы из блочной матрицы в трещины, и даже новообразование углеводородных масс. В значительной степени стимулируются перколяционные процессы, возрастут продуктивность скважин и текущий коэффициент нефтеизвлечения. 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.

Успешное использование предлагаемой нанотехнологии может оказать существенное влияние на длительность разработки месторождений и конечную нефтеотдачу.

Лабораторные эксперименты и физико-химическое моделирование уже осуществляется в Институте химии нефти и газа СО РАН (г. Томск). Промышленную отработку этой технологии предлагается осуществить в пределах натуральных полигонов на Арчинском, Урманском и Малоичском палеозойских месторождениях, где установлена промышленная нефтеносность в доломитизированных известняках среднего девона за счет субстрата карбонат-

ных рифогенных массивов. Надо полагать, что нефтяные компании будут заинтересованы в такой технологии. 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  $\text{CO}_2$  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 более 1 мм.

Это один из ключевых моментов, который может увеличить нефтегазовый потенциал Сибири и других регионов.

## Литература

- Запивалов Н.П., Соколов Б.С. Стратиграфическое расчленение нефтеперспективного палеозойского разреза Западной Сибири. *ДАН СССР*. 1977. Т. 237. № 1.
- Запивалов Н.П., Пехтерева И.А., Сердюк З.Я. и др. Выделение и картирование палеозойских рифовых массивов в Западной Сибири. *Геология нефти и газа* № 9. 1980. 8-13.
- Запивалов Н.П., Гуриева С.М., Дахнова М.В., Панкина Р.Г., Сердюк З.Я. Связь изотопного состава углерода  $\text{CO}_2$  и карбонатов с коллекторскими свойствами карбонатных пород. *Докл. АН СССР*. Т. 262. № 2. 1982. 396-399.
- Запивалов Н.П., Попов И.П. Флюидодинамические модели залежей нефти и газа. Изд-во СО РАН, филиал «ГЕО». 2003. 196.
- Запивалов Н.П., Смирнов Г.И., Харитонов В.И. Фракталы и наноструктуры в нефтегазовой геологии и геофизике. Новосибирск: Изд-во «Гео». 2009. 130.
- Жариков В.А., Метасоматизм и метасоматические породы. М., «Научный мир». 1998. 490.
- Казин Ю.В. Метасоматизм в земной коре. Л., Недра. 1979. 208.
- Коржинский Д.С. Теория метасоматической зональности. М., Наука. 1969. 109.
- Молчанов В.И. Опыты по синтезу углеводородов при тонком измельчении минеральных веществ в воде. *ДАН СССР*. Т. 147. № 5. 1967. 1185-1187.
- Молчанов В.И., Параев В.В., Еганов Э.А. Нанодисперсность – обязательное условие преобразования геосфер (как переходная форма в эволюции земного вещества). *Журнал Проблем эволюции открытых систем*. Алматы: «Print-S» 2007. Вып. 9. Т. 1. 64-77.
- Трофимук А.А., Молчанов В.И., Параев В.В. Модель формирования нефтегазоносных карбонатов (на примере Куямбо-Юрубчено-Тайгинского супергиганта). *Докл. АН*. 1999. Т. 364. №3. 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. *Докл. АН СССР*. 1981. Т. 257. № 1. 207-211.
- Пеньковский В.И., Щербань Е.В., Щербань И.П. Расчет двухфазных инфильтрационно-диффузионных метасоматических колонок. *ДАН СССР*. 1975. Т. 225. № 6.
- Поспелов Г.Л. Парадоксы, геолого-физическая сущность и механизмы метасоматоза. Новосибирск: Наука. 1973. 353.
- Царев Д.И. Метасоматизм. Улан-Удэ: БНЦ СО РАН. 2002. 319.
- Zapivalov N.P., Trofimuk A. A. Distribution of Oil and Gas in Devonian Rocks of West Siberia. *Proc. of the conf: Devonian of the World*. Calgary. 1988. Vol. I. 553-556.

N.P. Zapivalov. **Nanoeffects of formation of secondary highly productive collectors.**

Oil and gas contain in various natural tanks, including in limestones and dolomite. Such breeds contain 40% of world's reserves of oil. Dolomitization leads to increase of pore's volume in

# ЛИТОЛОГО-ФАЦИАЛЬНЫЕ УСЛОВИЯ ФОРМИРОВАНИЯ ГОРИЗОНТА Ю<sub>1</sub> ТЕВЛИНСКО-РУССКИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ ЗАПАДНО-СИБИРСКОЙ НЕФТЕГАЗОНОСНОЙ ПРОВИНЦИИ

В работе приведены результаты литолого-минералогического анализа строения горизонта Ю<sub>1</sub> в пределах Тевлинско-Русскинского месторождения. Выявлены факторы, контролирующие потенциальную нефтеносность горизонта. Установлено, что юрский комплекс пород-коллекторов месторождения по размеру пор и поровых каналов относится к классу нанопористых. Изучена литолого-фациальная эволюция горизонта Ю<sub>1</sub> в пределах месторождения, выделены три площади с различным типом фациальных условий формирования пород, что отражается на составе и строении обломочной и цементной массы песчаников горизонта, которые определяют и фильтрационно-емкостные свойства. Полученные данные позволяют прогнозировать реакцию пласта на применяемые методы увеличения нефтеотдачи в процессе разработки.

**Ключевые слова:** породы-коллектора, фациальные условия, эволюция, седиментация, палеогеография, нанопористые коллектора, глинистое вещество, ассоциация глинистых минералов, фильтрационно-емкостные свойства.

Тевлинско-Русскинское месторождение, входящее в комплекс Средне-Обской группы месторождений Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции, является одним из наиболее сложных многоэтажных месторождений этого региона. Проведенные разведочные работы свидетельствуют, что эта сложность связана с высокой литолого-фациальной неоднородностью нефтеносных горизонтов, приуроченных как к меловому, так и к юрскому комплексам отложений. При этом неоднородность проявляется как в региональном плане размещения залежей в пределах площади месторождения, так и в неоднородности строения самих продуктивных горизонтов. В настоящее время рациональная разработка месторождения невоз-

можна без детальной характеристики факторов неоднородности, контролирующих особенности строения и потенциальной нефтеносности продуктивных горизонтов на различных уровнях, как в масштабе площади месторождения, так и в масштабе отдельных тел, локализованных в пределах продуктивных горизонтов. Одним из перспективных объектов как в пределах Средне-Обской группы месторождений, так и в пределах контура Тевлинско-Русскинского месторождения, точнее группы залежей, локализованных в пределах этого контура, является юрский комплекс отложений и, в первую очередь, горизонт Ю<sub>1</sub> (васюганская свита), в пределах которого локализовано 17 перспективных залежей (Изотов и др., 2007).

Окончание статьи Н.П. Запивалова «Нанозффекты образования вторичных высокопродуктивных...»

dense limestones at the expense of change of hollow space architecture. Thus, natural nanosize metasomatic processes promote formation of good and often high-flow collectors. It is offered to initiate the accelerated technogenic process of metasomatic dolomitization and to create the highly productive centres on fields. Successful use of the offered nanotechnology can make essential impact on duration of working out of deposits and final petroreturn.

**Keywords:** dolomitization, metasomatism, nanostructures, petroreturn.

## Николай Петрович Запивалов

Действительный член РАЕН, Руководитель Новосибирского центра РАЕН, Д. геол.-мин.н., Главный научный сотрудник Института нефтегазовой геологии и геофизики СО РАН, Профессор Новосибирского государственного университета и Томского политехнического университета, Заслуженный геолог России, Первооткрыватель месторождений, Главный консультант Индийского университета нефти и энергетики, Глава Российской Делегации Petrotech (Индия).

630090, Россия, Новосибирск, ул. Правды 5а, кв.2.  
Тел.: (383) 333-28-95, 330-70-26.



Новосибирск. Новосиб. гос. ун-т. 2009. 260 с.

## Нефтегазоносность акваторий мира

Запивалов Н.П.

В последней четверти XX столетия отмечалось бурное развитие морской нефтедобычи. Эта тенденция сохраняется и в XXI веке. Морская нефть в общем объеме добываемой нефти в мире составляет уже более 40 %. Уверено осваивая нефтегазоносные шельфы, многие страны достигли больших результатов. Акваториальные нефтегазовые проблемы выдвигаются на первый план науки, образования и практики. Книга предназначена для студентов, магистрантов, аспирантов и преподавателей нефтегазовых дисциплин в соответствующих университетах и институтах. Одновременно может служить справочником.

