

*В.П. Морозов<sup>1</sup>, С.Н. Пикалев<sup>2</sup>, Э.А. Королев<sup>1</sup>, Г.А. Кринари<sup>1</sup>*<sup>1</sup>*Казанский государственный университет, Казань*<sup>2</sup>*ЗАО «ТАТЕХ», Альметьевск  
Vladimir.Morozov@ksu.ru*

## ФЛЮИДОДИНАМИЧЕСКИЙ ФАКТОР ФОРМИРОВАНИЯ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ НИЖНЕГО И СРЕДНЕГО КАРБОНА ЮГО-ВОСТОКА ТАТАРСТАНА

Нефтяные залежи на восточном борту Мелекесской впадины и на западном склоне Южно-Татарского свода имеют существенные отличия, которые объясняются разной динамикой потоков флюидов. Продуктивность промысловых объектов зависит поэтому не только от первично низкой пористости карбонатных пород-коллекторов, но и наложенных на них процессов растворения, кальцитизации и доломитизации.

Анализ плотности расположения месторождений нефти, выполненный сотрудниками ТГРУ ОАО «Татнефть» (Шаргородский и др., 2004), показывает, что размещение залежей нефти в значительной мере контролируется тектоническим фактором. Еще одним фактором, не только контролирующим локализацию нефтяных залежей, но и генерацию нефти следует считать палеотепловой режим Волго-Уральской антеклизы и сопредельных территорий. Он, по-видимому, является унаследованным, т.к. на определенную связь размещения месторождений нефти и современного температурного режима указывают экспериментальные данные по изучению теплового поля (Христофорова и др., 2004). Наличие определенной связи между интенсивностью тепловых потоков и формированием месторождений нефти учитывает флюидодинамическая модель нефтегазообразования Б.А. Соколова (1996).

На высокую роль теплопереноса в формировании залежей нефти указывают также гидрогеологические данные по изучению восходящих потоков флюидов в осадочной оболочке и земной коры в целом (Дюнин, Корзун, 2003), согласно которым флюидодинамический фактор наравне с тектоническим является определяющим в распределении залежей нефти, как по площади осадочного бассейна, так и по его вертикальному разрезу.

Предпринятый авторами сравнительный анализ литологического строения разрезов нижнего и среднего карбона (прежде всего, турнейского, визейского и башкирского ярусов, как наиболее изученных) в пределах восточного борта Мелекесской впадины (МВ) и Южно-Татарского свода (ЮТС) показывает их существенные различия. Они заключаются, прежде всего, не в литологическом облике пород, сформировавшихся при седиментогенезе-литогенезе, тех или иных стратиграфических подразделений,

а в характере и интенсивности вторичных наложенных процессов, определяющих коллекторские свойства карбонатных пород в указанном стратиграфическом диапазоне (Морозов и др., 2005; Морозов, Королев, 2006).

По результатам изучения кернового материала, анализа структурных карт и карт нефтенасыщенности, а также общих положений теории формирования месторождений нефти можно с достаточной долей уверенности предположить, что общие закономерности формирования залежей и критерии локализации карбонатных коллекторов с промышленно значимой нефтеносностью будут выполняться и для других месторождений Волго-Уральской антеклизы.

В соответствии с существующими представлениями (Юсупов, Веселов, 1973; Нефтегазосность..., 1975) промысловые объекты:

- сосредоточены на определенных стратиграфических уровнях, что обусловлено наличием пород-покрышек и карбонатных пород с достаточно высокой вторичной пористостью, формирующих нефтеносные комплексы;

- имеют определенную пространственную локализацию в зависимости от тектонического положения нефтеносных площадей.

Нефтеносность пород по разрезу нижнего и среднего карбона распределена неравномерно. Промышленно значимые коллекторы в известняках рассматриваемого региона приурочены преимущественно к турнейскому и башкирскому ярусам, а нефтеносные вторичные доломиты – только к тульскому горизонту визейского яруса. В других стратиграфических подразделениях нижнего и среднего карбона промышленная нефтеносность карбонатных пород либо мала, либо не известна. Исключение составляют лишь карбонатные породы московского яруса, которые однако в настоящем сообщении не рассматриваются.

*Окончание статьи Р.Г. Шайдуллина, Д.В. Гуськова «Модель...»*

- в процессе эксплуатации на скважинах в синклиналиях создавать минимальные депрессии на пласт;
- развитие территории залежей на положительные и отрицательные структуры, амплитуда которых превышает 5 – 10 метров, позволит обоснованно подбирать оптимальные значения депрессий и забойных давлений;

- учитывать приуроченность скважины к положительной или отрицательной структуре при составлении геолого-технических мероприятий.

Так как строение резервуара оказывает решающее влияние на скорость обводнения скважин, эффективность

разработки карбонатного массива 302, 303 залежей можно повысить путем индивидуального подбора режима работы скважин, исходя из местоположения скважины на структурной карте.

### Литература

Голф-Рахт Т.Д. *Основы нефтепромысловой геологии и разработки трещиноватых коллекторов*. М.: Недра. 1986.

Губайдуллин А.А. *Комплексный анализ результатов выполненных исследований по оценке трещиноватости коллекторов залежей*. Бугульма, ТатНИПИнефть. 2002. 301-303.

Снарский А.Н. *Геологические основы физики нефтяного пласта*. Киев. Гос. изд-во техн. лит-ры УССР. 1961.

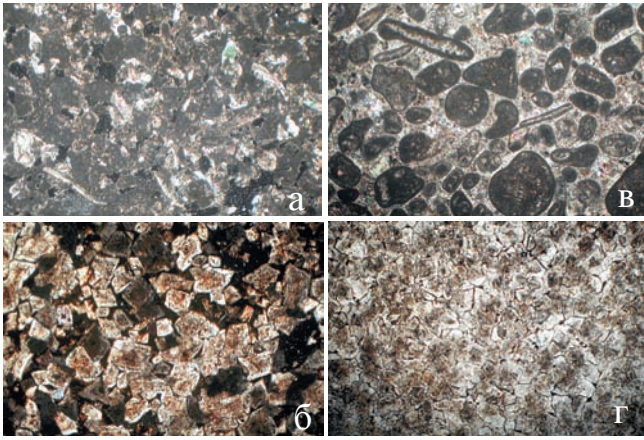


Рис. 1. Фотографии шлифов. Увеличение 20<sup>х</sup>. Николи скрежени. а – Кавернозность. Онбийское месторождение. Кизеловский горизонт турнейского яруса. Скв. 11521. б – Доломит «песчаниковидный». Онбийское м-е. Тульский горизонт визейского яруса. Скв. 11160. в – Кальцитизация. Демкинское м-е. Башкирский ярус. Скв. 1182. з – Доломит плотный. Онбийское м-е. Башкирский ярус. Скв. 11554.

### Нефтеносность известняков турнейского яруса

Известняки яруса являются регионально нефтеносными, что обусловлено наличием над ними терригенных существенно глинистых пород нижневизейского возраста, являющихся регионально выдержанной покровкой с наиболее высокими свойствами флюидоупоров среди всех пород карбона (Муслимов и др., 1999). Нефтяные залежи в турнейском ярусе являются массивными сводовыми, что определяется меньшей мощностью нефтенасыщенной части разреза по сравнению с мощностью самих известняков, являющихся коллекторами. Сводовый характер залежей определяется тем, что они локализованы в антиклинальных ловушках, приуроченных к поднятиям III – IV порядков, хотя ряд авторов считает, что нефтеносными образованиями турнейского яруса являются органогенные постройки, которые формируют положительные структуры седиментационной природы (Юсупов, Веселов, 1973 и др.). Однако, на отсутствие в турнейском ярусе восточного борта МВ и ЮТС органогенных построек указывает структура этих известняков, которая сформировалась вследствие механической седиментации остатков зоо- и фитоморфной природы, скрепленных микритом (Седиментологическое..., 2000), о чем свидетельствуют данные оптико-микроскопических исследований.

В пределах восточного борта МВ непромышленные залежи, как правило, приурочены к относительно мало- и среднеамплитудным поднятиям, в которых коллекторы являются поровыми и соответственно имеют низкие значения емкостно-фильтрационных свойств: значения пористости не превышают 5 – 8 %, проницаемости  $(1 - 5) \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>. Приемлемые для эксплуатации величины коллекторских свойств и нефтенасыщенности фиксируются здесь, как правило, в карбонатных коллекторах с кавернозным типом структуры пустотного пространства матрицы пород (Рис. 1а), которые слагают относительно высокоамплитудные поднятия. В последних значения пористости могут достигать 15 – 20 %, а проницаемости –  $n \cdot (100 - 1000) \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>.

Непромышленные залежи на ЮТС приурочены, как правило, к малоамплитудным поднятиям, а промышленные – к средне и высокоамплитудным. Коллекторские

свойства и структура пустотного пространства пород, слагающих названные поднятия, близки вышеуказанным.

Сказанное свидетельствует, что с запада на восток, от восточного борта МВ к купольной части ЮТС, коллекторские свойства известняков турнейского возраста нефтяных залежей повышаются. Эта тенденция обусловлена увеличением в породах доли вторичной кавернозности (Табл. 1).

### Нефтеносность вторичных доломитов тульского горизонта визейского яруса

Существенными коллекторскими свойствами, среди изученных карбонатных отложений визейского яруса, могут обладать только вторичные доломиты тульского горизонта (Кришари и др., 2004). Такие доломиты обнаружены лишь в пределах Онбийского месторождения, расположенного на западном склоне ЮТС. Однако, по данным авторов они распространены более широко на площадях западного склона и купольной части ЮТС. За пределами этих районов такие доломиты, являющиеся промышленными коллекторами, отсутствуют, либо являются плотными образованиями, пористость и проницаемость которых чрезвычайно малы. По крайней мере, на восточном борту МВ такие доломиты в известняках тульского горизонта отсутствуют.

Залежи нефти во вторичных пористых доломитах тульского горизонта являются пластово-линзовидными литологически ограниченными, т.к. они залегают среди плотных также вторичных доломитов и известняков, которые в свою очередь локализованы среди аргиллитов, являющихся породами-флюидоупорами. Особенностью залежей является их приуроченность не к сводовым частям поднятий, а к их крыльям, что объясняется максимально благоприятными условиями реализации здесь процессов многократной перекристаллизации вторичных доломитов, о чем свидетельствует их идиоморфнозернистая и зональная структура (Рис. 1б). Гипсометрический уровень зоны реакции был при этом близок уровню древнего водонефтяного контакта в залежах известняков турнейского яруса.

### Нефтеносность известняков и вторичных доломитов башкирского яруса

Нефтяные залежи в карбонатах башкирского яруса вследствие сложного литологического строения и характера вторичных процессов следует признать более слабо изученными по сравнению с залежами турнейского, визейского и даже московского ярусов. Оба названных фактора обусловили и более сложный характер структуры пустотного пространства коллекторов башкирского яруса. Промышленные нефтяные залежи в породах башкирского яруса являются многопластовыми литологически ограни-

Характеристика залежей	Месторождения			
	Восточный борт МВ		ЮТС	
	мало- и среднеамплитудные поднятия	высокоамплитудные поднятия	малоамплитудные поднятия	средне- и высокоамплитудные поднятия
Тип залежей	массивные неоднородные непромышленные	массивные однородные промышленные	массивные неоднородные непромышленные или промышленные	массивные однородные и неоднородные промышленные
Вторичные изменения	практически отсутствуют	выщелачивание	практически отсутствуют или выщелачивание	выщелачивание
Структура пустотного пространства	пористая	кавернозная	пористая или кавернозная	кавернозная
Характер нефтенасыщенности	неоднородный	однородный	неоднородный и однородный	однородный

Табл. 1. Обобщенная характеристика природных резервуаров нефти в биокластовых известняках турнейского яруса.

Характеристика залежей	Месторождения			
	Восточный борт МВ		ЮТС	
	мало- и среднеамплитудные поднятия	высокоамплитудные поднятия	малоамплитудные поднятия	средне и высокоамплитудные поднятия
Тип залежей	многопластовые литологически ограниченные	массивные однородные промышленные	массивные однородные промышленные	массивные однородные непромышленные
Вторичные изменения	кальцитизация	выщелачивание	выщелачивание	доломитизация
Структура пустотного пространства	плотные трещиноватые органогенные известняки (трещины растворения)	кавернозная	кавернозная	пористая (плотные породы)
Характер нефтенасыщенности	неоднородный (нефть в трещинах)	однородный	однородный	однородный

Табл. 2. Обобщенная характеристика природных резервуаров нефти в известняках башкирского яруса.

ченными, что обусловлено как первичной, так и вторичной вертикальной изменчивостью литологического состава пород, сформировавшегося на стадиях седиментогенеза и литогенеза, а так же, благодаря вторичным наложенным процессам, главными из которых являются выщелачивание, кальцитизация и доломитизация (Рис. 1в, г).

Изучение разрезов башкирского яруса показывает, что определенные вторичные процессы контролируются определенными тектоническими структурами. Наиболее интенсивно вторичные процессы развиты на ЮТС, где развиты преимущественно выщелачивание и доломитизация, менее интенсивно – на восточном борту МВ, где развиты преимущественно выщелачивание и кальцитизация.

Также наблюдается определенная локализация названных вторичных процессов в структурах III – IV порядков. На восточном борту МВ промышленные залежи пространственно приурочены к пластам органогенных известняков, подверженных либо выщелачиванию, либо вторичной кальцитизации. В первом случае структура пустотного пространства коллекторов является преимущественно кавер-

нозной, а во втором – трещиноватой. Процессы выщелачивания развиты, главным образом, в пределах относительно высокоамплитудных поднятий III – IV порядков, процессы кальцитизации – мало- и среднеамплитудных (Табл. 2).

Трещиноватость по критериям, изложенным в работах К.И. Багринцевой (1982) и А. Файф и др. (1981), не имеет тектонической природы, а образована трещинами растворения, сформированными в результате гидроразрыва пластов. Такие трещины образуют извилистые каналы, часто небольшой протяженности (по керну протяженность трещин может измеряться первыми сантиметрами), и большей частью являются открытыми, хотя встречаются и трещины, полностью залеченные вторичным кальцитом.

На ЮТС среди вторичных изменений, как указывалось, наибольшим распространением пользуются выщелачивание и доломитизация. Выщелачивание, обуславливая кавернозность органогенных известняков, приводит к формированию промышленных коллекторов, которые могут локализоваться и в пределах малоамплитудных поднятий III – IV порядков. Доломитизация, более интенсивно развитая в пределах средне- и высокоамплитудных поднятий, приводит к формированию частично или полностью доломитизированных известняков любых литогенетических типов. В различной степени доломитизированные известняки обладают конформной структурой и не формируют промышленно значимые коллекторы (Табл. 2).

Анализ изложенного материала показывает, что вторичные наложенные процессы значительно интенсивнее проявляются в пределах ЮТС, чем на восточном борту МВ. Установленные отличия интенсивности процессов выщелачивания, обратного ему процесса кальцитизации и доломитизации (Рис. 2) сводятся к следующим положениям:

– процессы выщелачивания известняков турнейского яруса в пределах ЮТС создают более высокую вторичную пористость и захватывают заметно большие площади, чем на восточном борту МВ;

– процессы кальцитизации, т.е. отложения вторичного кальцита, мобилизованного за счет выщелачивания известняков, находящихся стратиграфически ниже, в пределах восточного борта МВ локализуются в изученных интервалах разрезов, как правило, в башкирском ярусе; тогда как массовое развитие аналогичных процессов в пределах ЮТС в изученных разрезах не обнаружено;

– процессы доломитизации имеют наибольшее развитие в пределах ЮТС; максимум их развития в изученных разрезах приходится на башкирский ярус; – максимум локализации названных процессов на восточном борту МВ приурочен, как правило, к высокоамплитудным под-

Система	Отдел	Ярус	Польярус	Горизонт	Литологическая колонка (без учета вторичных наложенных процессов)	Мощность, м	Вторичные изменения известняков					
							Восточный борт Мелекесской впадины		Южно-Татарский свод			
							Мало- и среднеамплитудные поднятия	Высокоамплитудные поднятия	Малоамплитудные поднятия	Средне- и высокоамплитудные поднятия		
Средний	Башкирский					20-40	Кальцитизация	Преимущественно выщелачивание	Преимущественно выщелачивание	Доломитизация		
							Вторичная трещиноватость	Формирование вторичной кавернозности в органогенных известняках	Формирование вторичной кавернозности в органогенных известняках			
Каменноугольная	Визейский	Нижний				30-60	Михайловский и веневский горизонты визейского яруса, серпуховский ярус. Достоверные данные о вторичных изменениях отсутствуют.					
							Практически отсутствуют	Надежные сведения отсутствуют	Надежные сведения отсутствуют	Доломитизация		
											Алексинский	
												Тульский
Нижний	Турнейский	Верхний				более 70	Практически отсутствуют	Выщелачивание	Практически отсутствуют или слабое выщелачивание	Выщелачивание		
											Формирование вторичной кавернозности	
												Формирование вторичной кавернозности

Рис. 2. Сводные литологические разрезы нижнего и среднего карбона и вторичные изменения известняков.

нениям III–IV порядков; тогда как в пределах ЮТС аналогичные процессы развиты как в пределах высоко-, так и среднеамплитудных поднятий, а в меньшей степени – и в пределах малоамплитудных поднятий.

Объяснение приведенным фактам может базироваться на флюидодинамической концепции формирования нефтяных месторождений (Соколов и др., 1996).

Следует заметить, что на этапах седиментогенеза – литогенеза рассмотренные известняки не обладали пористостью, необходимой для формирования промышленных залежей, хотя другие предпосылки – наличие пород-покрышек и антиклинальных ловушек – имелись. Рассмотренные процессы вторичного изменения исходных известняков, обладающих весьма невысокими коллекторскими свойствами, в зависимости от интенсивности флюидодинамического фактора приводили либо к увеличению исходной пористости (выщелачивание), либо ее снижению (кальцитизация), либо в зависимости от геологического строения – к увеличению пористости (доломитизация известняков тульского горизонта) или ее снижению (доломитизация известняков башкирского яруса).

Формирование вторичной кавернозности известняков турнейского яруса реализовалось благодаря насыщению среды углекислотой, растворению части кальцита и его выносу за пределы залежей (Ахметов и др., 2001). Осаждение кальцита происходило в более высоких горизонтах: в башкирском ярусе МВ или в еще более высоких горизонтах на ЮТС. При этом заполнение коллектора водонепроницаемым флюидом происходило позже.

Процесс доломитизации является более сложным, чем выщелачивание и кальцитизация, и реализуется в стадии нефтенакпления, о чем свидетельствуют вкрапления углеводородов в зернах минерала. Более позднее время реализации процесса доломитизации по сравнению с выщелачиванием и генетически с ним связанным процессом кальцитизации можно объяснить меньшей миграционной способностью ионов Mg по сравнению с ионами Ca.

Наблюдаемая вертикальная зональность вторичных процессов как в пределах крупных структур (восточный борт МВ и ЮТС), так и структур III–IV порядков указывает на определенную вертикальную миграцию флюидов, отвечающих за формирование коллекторских свойств пород. Наибольшая интенсивность этих процессов, связанная с флюидодинамическим режимом, отмечается на ЮТС по сравнению с восточным бортом МВ, а также в пределах более высокоамплитудных поднятий III–IV порядков, к которым приурочены залежи нефти.

### Заключение

Из сказанного следует, что при практически одинаковой исходной литогенетической природе известняков нижнего и среднего карбона характер распределения промышленных залежей по площади и их локализацию на определенных стратиграфических уровнях в конкретных структурах задают вторичные наложенные процессы, интенсивность и характер которых определяются флюидодинамическим режимом.

Авторы выражают благодарность руководству ЗАО «ТАТЕХ» за предоставленный для изучения керновый материал.

### Литература

Ахметов Н.З., Бахтин А.И., Васильева Т.Л., Королёв Э.А., Кришари Г.А., Морозов В.П., Пикалев С.Н. Возможности предвари-

Республиканская научно-практическая конференция

## Проблемы повышения геологической информативности результатов геофизических исследований скважин

12 – 14 ноября 2007 г., Казань



Организаторы: Академия наук РТ, Казанский государственный университет, ОАО «Татнефть», ЗАО «Нефтеконсорциум», «ТНГ-групп».

При поддержке: Управление недропользования по РТ «ТАТ-НЕДРА», Министерство экологии и природных ресурсов РТ.

Медиа-партнеры: НТЖ «ГЕОРЕСУРСЫ», НТЖ «ИНТЕРВАЛ», специализированный журнал «ГАЗ, НЕФТЬ, БИЗНЕС Татарстана», издания ОАО «Татнефть» и «ТНГ-групп».

Место проведения: Казань, ул. Баумана, 20, АН РТ, малый конференц-зал. Оргкомитет: 420111, г. Казань, а/я 266.

Тел./факс: (843) 2 645-365, e-mail: [ctmd@kai.ru](mailto:ctmd@kai.ru)

тельной оценки продуктивности карбонатных коллекторов по литолого-минералогическим данным. *Георесурсы*. № 2. 2001. 8-15.

Багринцева К.И. *Трещиноватость осадочных пород*. М.: Недра. 1982.

Дюнин В.И., Корзун А.В. *Движение флюидов: происхождение нефти и формирование месторождений углеводородов. Обзорная информация*. Москва: Научный мир. 2003.

Кришари Г.А., Морозов В.П., Королёв Э.А., Пикалев С.Н. Биогенные механизмы формирования вторичных доломитов с anomalно высокой пористостью. *Литосфера*. №1. 2004. 31-40.

Морозов В.П., Королёв Э.А., Пикалев С.Н. Тектоническая приуроченность залежей нефти в известняках турнейского яруса РТ и структура пустотного пространства коллекторов. *Нефтегазовое дело*. 2005. <http://www.ogbus.ru>.

Морозов В.П., Королёв Э.А. Литогенетические типы известняков нижнего и среднего карбона восточной части Мелекесской впадины, вторичные процессы их преобразования, связь с нефтеносностью. *Ученые записки КГУ*. Т. 148. Сер. Естественные науки. Кн. 1. Казань: Изд-во КГУ. 2006. 13-21.

Муслимов Р.Х., Васянин Г.И., Шакиров А.Н. и др. *Геология турнейского яруса Татарстана*. Казань: Мониторинг. 1999.

*Нефтегазоносность карбонатных коллекторов палеозоя Татарии*. Бугульма: ТатНИПИнефть. 1975.

*Седиментологическое моделирование карбонатных осадочных комплексов*. Под ред. Н.К.Фортунатовой. М.: НИИ-Природа. 2000.

Соколов Б.А. Флюидодинамическая модель нефтегазообразования. *Вестник Московского университета*. Серия 4. Геология. № 4. 1996. 28-36.

Файф А., Прайс Н., Томпсон А. *Флюиды в земной коре*. М.: Мир. 1981.

Христофорова Н.Н., Непримеров Н.Н., Христофоров А.В. и др. Тепловой режим и оценка перспектив нефтегазоносности Приволжского региона. *Георесурсы*. № 1(15). 2004. 24-31.

Шаргородский И.Е., Либерман В.Б., Казаков Э.Р. и др. Составление тектонической схемы центральных районов Приволжского федерального округа. *Георесурсы*. №1(15). 2004. 12-15.

Юсупов Б.М., Веселов Г.С. *Размещение нефтяных месторождений Татарии*. М.: Наука. 1973.