

СТРУКТУРА УГЛЕВОДОРОДНЫХ РЕСУРСОВ НЕФТЕГАЗМАТЕРИНСКИХ КАРБОНАТНЫХ ТОЛЩ

Н.А. Скибицкая, И.О. Бурханова, В.А. Кузьмин, Е.Г. Доманова,
М.Н. Большаков, О.О. Марутян
ИПНГ РАН, e-mail: skibitchka@mail.ru

Энергетическая стратегия России на период до 2030 г. в качестве приоритетных направлений научно-технического прогресса в энергетическом секторе по направлению («Нефтяной комплекс») выделяет задачу увеличения коэффициента извлечения нефти на разрабатываемых и вводимых в разработку месторождениях, в том числе нетрадиционных видов углеводородного сырья - тяжелой (высоковязкой) нефти и природных битумов [1]. Как известно, коэффициент извлечения (КИ) определяется как отношение извлекаемых запасов к начальным геологическим запасам нефти (газа) [2].

Помимо оценки эффективности технологий нефтеотдачи на основе экспериментального стендового и математического гидродинамического моделирования может быть осуществлено уточненное определение целевых предельно извлекаемых объемов жидких углеводородов (УВ) и газа путем структурирования их геологических запасов. Такое структурирование можно проводить не только по различным категориям пород-коллекторов по проницаемости, но и по другим, не менее важным физико-химическим (энергетическим) признакам.

Проблема структурирования запасов не является новой. Необходимость дифференцированного учета свойств пластовой нефти при подсчете запасов, разделении запасов нефти на составляющие по принципу различия их физико-химических свойств обоснована в статье [3]. Структуре нефтенасыщенности природных пластов посвящена работа Н.Н. Михайлова и др. [4]. Однако в данных работах рассматриваются традиционные залежи углеводородов, а сегодня, наряду с общепризнанной тенденцией ухудшения структуры запасов, увеличения доли трудноизвлекаемых запасов [5], наблюдается также интенсивное вовлечение в разработку нефтегазоматеринских толщ (баженовской свиты Западной Сибири, сланцевых полей США и др.) [6], которые содержат трудноизвлекаемые ресурсы углеводородного сырья. Для их грамотной разработки необходимо оценить извлекаемую часть таких ресурсов.

Основные «структурные элементы» геологических запасов (ресурсов) нефтегазоматеринских карбонатных толщ месторождений жидких углеводородов и газа:

– физико-химически связанные – адсорбированные, абсорбированные, растворенные высокомолекулярными битумоидными и керогеновыми пластовыми компонентами (трудноизвлекаемые);

– физико-химически свободные – энергетически не связанные (извлекаемые и не извлекаемые).

В свою очередь, геологические объемы свободных углеводородов разделяются на структурно защемленные объемы углеводородов и непрерывно связанные динамические, потенциально подвижные объемы при разработке (табл. 1–2). И если добыча свободного газа из структурно защемленных поровых объемов происходит через его разгрузку в динамические поровые объемы, то при добыче свободной нефти такие объемы определяют минимальную величину запасов нефти, не извлекаемых из пласта при разработке нефтяного месторождения при режиме активного водо-нефтяного контакта или при поддержании пластового давления законтурным и внутриконтурным заводнением. При этом геологические запасы свободной нефти, находящиеся в динамических, непрерывно связанных фильтрующих поровых объемах, составляют целевую предельно-извлекаемую часть от общих геологических запасов.

Распоряжение Правительства Российской Федерации от 3 мая 2012 г. N 700-р [7], одобряющее предложение Минэнерго России о классификации проектов по разработке участков недр, содержащих запасы трудноизвлекаемой нефти, определенной на основе показателей проницаемости коллекторов K_{np} (менее $2 \cdot 10^{-3}$ мкм²) и вязкости нефти (более 10000 мПа·с), показало необходимость структурирования геологических запасов углеводородов как на уже разрабатываемых, так и на вновь открываемых месторождениях, а также определили необходимость дифференцированного целевого подхода в оценке КИН по категориям запасов при проектировании разработки и доработки месторождений, сложенных нефтегазоматеринскими продуктивными толщами.

Структурирование запасов способом, предлагаемым в статье, основано на многолетнем всестороннем исследовании свойств карбонатных пород нефтегазоматеринских карбонатных толщ нефтяных, нефтегазоконденсатных и газоконденсатных месторождений петрофизическими, геохимическими, физико-химическими методами, а также с помощью методов электронной микроскопии. Необходимость проведения геохимических исследований обусловлена возможностью

Таблица 1

Компоненты нефтяных залежей в карбонатных нефтегазоматеринских отложениях

Геологические запасы (ресурсы) нефтегазоматеринских толщ нефтяных месторождений						
Компонент нефтяной залежи в нефтегазоматеринской толще	КЕРОГЕН	НЕФТЬ				
		Битумоидные высокомолекулярные компоненты		Физико-химически (энергетически) связанная нефть		Физико-химически (энергетически) свободная нефть
		Изменение состава ВМК: асфальтены → смолы → масла			Структурно-защемленная	Динамически свободная (потенциально подвижная)
Тип емкостного пространства	Открытые и закрытые поры субкапиллярного (микрокапиллярного) размера (< 0,1 мкм)			Крупные открытые поры капиллярного размера (> 0,1 мкм)		
Нахождение внутри поры	Частичное или полное запечатывание поры	Стенки пор и каналов, углы пор			Центр поры (гидрофильная порода)	Динамический объем
Степень подвижности, вязкость	Неподвижный	Сверхвязкие	Высоковязкие	Вязкие	Неподвижная	Подвижная
Проницаемость вмещающих пород	Непроницаемые	→ Рост K_{np} до $K_{np}^{ГР, Н*}$ →			$K_{np} > K_{np}^{ГР, Н*}$	
Возможность извлечения ресурсов	Трудноизвлекаемые				Минимальные неизвлекаемые	Извлекаемые
Способы извлечения углеводородов	Закачка окислителей в сочетании с ГРП**	Циклическая закачка легко испаряемых растворителей и сухого газа с заключительной прокачкой сухого газа в сочетании с многоступенчатым ГРП** и закачкой окислителей; парогазовое воздействие с расширяющимся растворителем, закачка CO ₂ и т. д.			Циклическое замещение на рабочий агент; изменение поверхностных свойств	Традиционные для нефти

*Граничное значение проницаемости для пород-коллекторов нефти $K_{np}^{ГР, Н}$, меняется в диапазоне $(1-10) \cdot 10^{-3}$ мкм² [8].

**ГРП – гидравлический разрыв пласта.

Таблица 2

Компоненты газоконденсатных залежей в карбонатных нефтегазоматеринских отложениях

Геологические запасы (ресурсы) нефтегазоматеринских толщ газоконденсатных месторождений				
Компонент газоконденсатной залежи в нефтегазо-	КЕРОГЕН, а также связанный керогеном	НЕФТЬ		ГАЗ
		Битумоидные высокомолекулярные компоненты	Физико-химически (энергетически)	Физико-химически (энергетически) свободный газ

материнской толще	газ	(ВМК)		связанная нефть и связанный газ		
		Изменение состава ВМК: асфальтены → смолы → масла			Структурно зацементированный	Динамически свободный (подвижный) газ
Тип емкостного пространства	Открытые и закрытые поры субкапиллярного (микрокапиллярного) размера (< 0,1 мкм)			Крупные открытые поры капиллярного размера (> 0,1 мкм)		
Положение компонента внутри поры	Частичное или полное запечатывание микропоры, поры	Нефть и газ в сорбированном и растворенном видах битумоидными компонентами микропор; на стенках (пленки) и в углах (мениски) пор и макропор, частично в динамических объемах микро- и макропор			Центральная часть пор и макропор	Динамический объем (вместе с нефтью или/и водой)
Степень подвижности, вязкость	Неподвижный	Сверхвязкая	Высоковязкая	Вязкая малоподвижная нефть; диффузия газа, десорбированного при снижении порового давления в процессе разработки	Разгрузка в динамические объемы в процессе разработки	Фильтрация в динамических объемах в процессе разработки
Проницаемость вмещающих пород	Непроницаемые и низкопроницаемые	→ Рост K_{np} до $K_{np}^{ГР, Г*}$ →			$K_{np} > K_{np}^{ГР, Г*}$	
Возможность извлечения ресурсов	Трудноизвлекаемые			Извлекаемые до давления завершения разработки месторождения (до «давления забрасывания»)		
Способы извлечения углеводородов	Закачка окислителей в сочетании с многоступенчатым ГРП**	Закачка окислителей в сочетании с многоступенчатым ГРП**; циклическая закачка растворителей и сухого газа с заключительной прокачкой сухого газа в сочетании с многоступенчатым ГРП**, закачка CO ₂ и т. д.			Традиционные для газа	
	Необходимо проведение стендовых испытаний широкого комплекса применяющихся и оригинальных технологий. Выбор наиболее эффективных технологий добычи нефти и связанного газа для конкретных продуктивных отложений. Отработка наиболее эффективных технологий на опытных полигонах					

*Граничное значение проницаемости по газу для пород-коллекторов $K_{np}^{ГР, Г}$, меняется в диапазоне $(0,1-1) \cdot 10^{-3}$ мкм² [8].

**ГРП – гидравлический разрыв пласта.

геохимии как науки выявить природу и объяснить пространственное распределение органического вещества (ОВ) в породе и продуктов его преобразования – высокомолекулярных битумоидных компонентов (ВМК) и жидких нефтяных углеводородов – на определенных стадиях взаимосвязанных процессов катагенетического преобразования ОВ в составе карбонатной породообразующей матрицы.

Новые представления о свойствах карбонатных пород

В основе разделения пластовых углеводородов на структурные компоненты лежат новые представления о свойствах карбонатных пород. Изучение свойств карбонатного вещества и высокомолекулярных битумоидных компонентов (асфальтенов, смол, масел) таких крупных нефтяных и нефтегазоконденсатных месторождений, как Тенгизское, Карачаганакское, Оренбургское, Астраханское и др., позволили коллективу авторов (Дмитриевский А.Н., Скибицкая Н.А., Навроцкий О.К., Яковлева О.П., Доманова Е.Г., Кузьмин В.А., Крючков В.А.) прийти к выводу, что сами карбонатные продуктивные толщи этих месторождений являются нефтегазоматеринскими. Многолетние комплексные исследования свойств продуктивных отложений вышеперечисленных месторождений позволили установить, что карбонатное породообразующее вещество имеет полимерное минерально–органическое строение и характеризуется уникальным нефтегазогенерационным потенциалом [9–10].

Породообразующий карбонатно-органический полимер (КОП) изученных месторождений углеводородов является источником керогеноподобного вещества – нерастворимого органического полимера. Оценка элементного состава керогеноподобного полимера Оренбургского НГКМ (ОНГКМ) показала, что в соответствии с классификацией керогенов Ван Д. Кревелена изучаемое нерастворимое ОВ относится к керогенам II типа [11]. Из нерастворимого ОВ образуются высокомолекулярные соединения (асфальтены, смолы, масла) и низкомолекулярные УВ (нефть, газ). В результате этого процесса структура порового пространства пород меняется от субкапиллярной тонкопоровой до крупнопоровой. В пределах как одного месторождения, так и одного стратиграфического подразделения породы могут находиться на разных стадиях преобразования КОП, а формирование катагенетически более преобразованных участков происходит очагово [9–10].

Экспериментально были обнаружены уникальные сорбционные свойства ВМК нефтегазоматеринской толщи ОНГКМ по отношению к пластовым газу и конденсату.

Керогеноподобный полимер в составе этих отложений также характеризуется высокими сорбционными свойствами по отношению к газу. Оценка ресурсов связанного газа в продуктивном разрезе центральной части ОНГКМ показала, что такие ресурсы составляют около 18% от запасов свободного газа [12].

Наиболее тяжелые из ВМК – асфальтены, спирто-бензольные смолы и твердые парафины – обладают свойством не только сорбировать, но и растворять в себе по типу сшитых полимеров пластовые углеводороды (газ и жидкие УВ). При этом они осмотически набухают в углеводородах с увеличением объема в 2,5–3 раза и являются, по сути, для пластовых углеводородов физико-химической ловушкой [9].

Структура пластовых флюидов нефтегазоматеринских карбонатных толщ

Выявленные свойства пород нефтегазоматеринских карбонатных отложений показали, что такие продуктивные толщи представляют собой многокомпонентную самоорганизующуюся системой. Такую систему необходимо рассматривать не только как сумму ее компонентов, но и как результат процессов их взаимодействия. Основные компоненты залежей углеводородов в карбонатных нефтегазоматеринских толщах (в зависимости от основного насыщающего флюида) перечислены в табл. 1–2.

Свойства нефти нефтегазоматеринских толщ (матричной, сланцевой нефти), заполняющей эффективное поровое пространство пород, согласуются со степенью катагенетической преобразованности породообразующей матрицы и со сформированными при этом ее структурно-емкостными характеристиками. В крупнопоровых объемах сингенетичная породообразующей матрице нефть представляет собой смесь жидких УВ нефтяного ряда с растворенными в них ВМК до состояния насыщения. В субкапиллярных тонкопоровых объемах такая нефть является физико-химической коллоидной смесью ВМК, осмотически набухших в сорбированных и растворенных ими компонентах газа и жидких углеводородов в разных пропорциях. Чем больше доля крупных пор в сложном поровом объеме породы, тем менее вязкой будет такая нефть. Чем более тонкопоровой будет структура емкостного пространства коллектора, тем более тяжелой будет в нем нефть даже при высоких значениях пористости. Таким образом, ВМК нефтегазоконденсатного месторождения, а также сорбированные ими нефть, газ и конденсат, находящиеся в порах субкапиллярного размера (менее 0,1 мкм), составляют трудноизвлекаемую часть запасов залежи. Добыча такой нефти осуществляется только путем дополнительного воздействия на пласт растворителями (в т. ч. ароматическими,

CO₂), высокими температурами, с использованием технологии стадийного гидроразрыва пласта и т. д. (см. табл. 1–2). Ресурсы газа, связанного керогеноподобным полимером, также относятся к трудноизвлекаемым.

Величины остаточных (не извлекаемых) запасов нефти и газа и их возможное распределение в объеме залежи УВ в породах в значительной степени зависят от структуры порового пространства (СПП) пород, слагающих эту залежь. В результате изучения СПП пород способом катодолюминесценции в растровом электронном микроскопе было подтверждено, что величина коэффициента структурно заземленного нефтегазонасыщения, оцениваемая способом прямоточной капиллярной пропитки, для пород с разной структурой порового пространства определяется отношением среднего диаметра пор к среднему диаметру поровых каналов [13].

Помимо структуры порового пространства определяющее влияние на распределение флюидов в порах оказывают поверхностные свойства породы. Если порода является фильной по отношению к воде (предельный частный случай – гидрофильная порода), то углеводороды (ЖУВ, природный газ) находятся в центральной части пор – в структурно заземленных объемах и в непрерывно связанных фильтрующих динамических объемах, а при заводнении они остаются только в структурно заземленных объемах. При испытании таких пластов вплоть до извлечения нефти из динамического объема в добываемом продукте основную часть составляют углеводороды. В противоположной ситуации, когда порода более фильная по отношению к УВ (предельный частный случай – гидрофобная порода), вода находится в свободном состоянии, заполняет структурно заземленный и, частично, центральную часть фильтрующих динамических объемов и даже структурно-заземленных поровых объемов при высокой водонасыщенности. Фазовая проницаемость пород по воде будет более высокой, чем по нефти. При испытании таких пластов вероятнее всего ожидается приток воды с нефтью.

По вышеперечисленным причинам необходимо исследовать поверхностные свойства пород в лаборатории на не экстрагированных образцах, характеризующихся неизменной смачиваемостью. Также немаловажно, что в пласте одновременно находятся и углеводороды, и вода. В этой связи величину смачиваемости породы водой следует изучать в присутствии углеводородов, а смачиваемость углеводородами – в присутствии воды, т. е. избирательную смачиваемость. По результатам исследований

образец породы может быть одновременно фильным (или одновременно фобным) к обоим флюидам. В таком случае необходимо сравнить показатели смачиваемости в двух экспериментах: если порода относительно более фильная по отношению к воде, то в пластовых условиях она будет находиться в частично связанном состоянии. Если порода в присутствии воды относительно более фильная по отношению к нефти, то в пластовых условиях в частично связанном состоянии будет находиться нефть. При этом фазовая проницаемость породы по нефти становится ниже фазовой проницаемости по воде.

При выборе технологического агента, воздействие которого должно приводить к увеличению коэффициента извлечения углеводородов, поможет определение смачивающих свойств породы по отношению к флюиду, закачиваемому в пласт, а также проведение экспериментов по моделированию технологий добычи УВ с помощью данного агента. Выбор закачиваемого флюида зависит от поверхностных свойств породы. Если в породе вода находится в связанном состоянии, а динамический объем нефти уже извлечен в процессе разработки, то при смене поверхностных свойств на более гидрофобные теоретически произойдет инверсия местоположения воды и нефти в поровом объеме пласта таким образом, что часть ранее структурно защемленной нефти окажется связанной, но при этом другая часть такой нефти перейдет в динамический объем. Вода окажется в центральной части поровых объемов в структурно защемленном состоянии. В другом случае, когда порода олеофильная, при смене поверхностных свойств на олеофобные ранее связанные углеводороды перейдут в свободное состояние. Таким образом, управляя избирательной и относительной избирательной смачиваемостью породы, можно увеличить коэффициент извлечения углеводородов из залежи (см. табл. 1–2).

Заключение

Углеводородные ресурсы нефтегазоматеринских карбонатных толщ можно разделить на следующие категории:

– **трудноизвлекаемые** (к которым относятся связанные керогеном и ВМК газ, конденсат и нефть, сингенетичная вмещающим тонкопоровым породам вязкая нефть с высоким содержанием ВМК, легкие высокомолекулярные битумоидные компоненты (масла, бензольные смолы), синтетические углеводороды, получаемые в результате пиролиза керогена);

- **неизвлекаемые** структурно защемленные объемы нефти при разработке заводнением или при активном ВНК;
- **неизвлекаемые** структурно защемленные объемы газа при прекращении разработки месторождения (при давлении «забрасывания»);
- **потенциально извлекаемые** нефть и газ, находящиеся в непрерывно связанном фильтрующем динамическом поровом объеме.

Введение в комплекс технологий добычи технологий гидроразрыва или стадийного гидроразрыва пласта позволит изменить соотношение структурно-защемленных и фильтрующих динамических поровых объемов в пользу последних и позволит существенно увеличить коэффициент извлечения углеводородов при разработке месторождений.

ЛИТЕРАТУРА

1. Энергетическая стратегия России на период до 2030 года. Утверждена распоряжением Правительства Российской Федерации от 13 ноября 2009 г. № 1715-р. – Режим доступа: <http://minenergo.gov.ru/node/1026>
2. Словарь по геологии нефти и газа / Отв. ред. К.А. Черников. Л.: Недра, 1988. С. 679.
3. *Сорокин А.В., Сорокин В.Д.* Информационная структура пластовой нефти, учет объемов и свойств ее составляющих в методиках подсчета запасов и расчета процессов нефтевытеснения // Вестник недропользователя Ханты-Мансийского автономного округа. 2007. № 17. – Режим доступа: <http://www.oilnews.ru>
4. *Михайлов Н.Н., Кольчицкая Т.Н., Джемесюк А.В., Семенова Н.А.* Физико-геологические проблемы остаточной нефтенасыщенности. М.: Наука, 1993. 173 с.
5. *Прищепина О.М., Халимов Э.М.* Трудноизвлекаемая нефть: потенциал, состояние и возможности освоения // Нефтегазовая вертикаль. 2011. № 5. С. 24–29.
6. U.S. Energy Information Administration (E.I.A.): Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: An Assessment of 137 Shale Formations in 41 Countries Outside the United States // Washington, DC: U.S. Department of Energy E.I.A., June 2013.
7. Распоряжение Правительства Российской Федерации от 3 мая 2012 г. N 700-р «О стимулировании реализации новых инвестиционных проектов по разработке участков

недр, содержащих запасы трудноизвлекаемой нефти». – Режим доступа: <https://rg.ru/2012/05/08/trudnaya-neft-site-dok.html>

8. *Латышова М.Г., Мартынов В.Г., Соколова Т.Ф.* Практическое руководство по интерпретации данных ГИС: Учеб. пособие для вузов. М.: ООО «Недра–Бизнесцентр», 2007. 327 с.

9. *Дмитриевский А.Н., Скибицкая Н.А., Яковлева О.П., Кузьмин В.А., Зекель Л.А., Прибылов А.А.* Увеличение ресурсного потенциала газоконденсатных месторождений за счет высокомолекулярного сырья («матричной нефти») // *Фундаментальные проблемы геологии и геохимии нефти и газа и развития нефтегазового комплекса России*. М.: ГЕОС, 2007. С. 360–377.

10. *Скибицкая Н.А., Яковлева О.П., Григорьев Г.А., Доманова Е.Г., Ингерова Т.В., Кузьмин В.А.* Новые представления о породообразующем карбонатном веществе залежей углеводородов // *Геология нефти и газа*. 1997. № 12. С. 20–25.

11. *Дмитриевский А.Н., Скибицкая Н.А., Зекель Л.А., Навроцкий О.К.* и др. Состав нерастворимого керогеноподобного органического полимера в карбонатных породах Оренбургского газоконденсатного месторождения // *Химия твердого топлива*. 2011. № 3. С. 61–70.

12. *Скибицкая Н.А., Бурханова И.О., Большаков М.Н.* и др. Научное обоснование оценки неучтенных запасов связанного газа газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений, сорбированного высокомолекулярными компонентами и керогеноподобным полимером продуктивных отложений (на примере Оренбургского НГКМ) // *Электрон. журн. «Георесурсы, геоэнергетика, геополитика»*. 2014. Вып. 1(9). 21 с. – Режим доступа: <http://oilgasjournal.ru>

13. *Большаков М.Н., Скибицкая Н.А., Кузьмин В.А., Марутян О.О.* Определение остаточной нефтегазонасыщенности способом прямоточной капиллярной пропитки // *Нефтяное хозяйство*. 2014. № 4. С. 30–32.

REFERENCES

1. *Energeticheskaya strategiya Rossii na period do 2030 goda*. Utverzhdena rasporyazheniem Pravitel'stva Rossiyskoy Federatsii ot 13 noyabrya 2009 g. № 1715-р. – Режим доступа: <http://minenergo.gov.ru/node/1026>

2. *Slovar' po geologii nefiti i gaza* / Otv. red. K.A. Chernikov. L.: Nedra, 1988. S. 679.

3. *Sorokin A.V., Sorokin V.D.* Informatsionnaya struktura plastovoy nefiti, uchet ob'emov i svoystv ee sostavlyayushchikh v metodikakh podscheta zapasov i rascheta protsessov neftevytesneniya // Vestnik nedropol'zovatelya Khanty-Mansiyskogo avtonomnogo okruga. 2007. № 17. – Rezhim dostupa: <http://www.oilnews.ru>
4. *Mikhaylov N.N., Kol'chitskaya T.N., Dzhemesyuk A.V., Semenova N.A.* Fiziko-geologicheskie problemy ostatochnoy neftenasyshchennosti. M.: Nauka, 1993. 173 s.
5. *Prishchepa O.M., Khalimov E.M.* Trudnoizvlekaemaya nef't': potentsial, sostoyanie i vozmozhnosti osvoeniya // Neftegazovaya vertikal'. 2011. № 5. S. 24–29.
6. U.S. Energy Information Administration (E.I.A.): Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: An Assessment of 137 Shale Formations in 41 Countries Outside the United States // Washington, DC: U.S. Department of Energy E.I.A., June 2013.
7. Rasporyazhenie Pravitel'stva Rossiyskoy Federatsii ot 3 maya 2012 g. N 700-r «O stimulirovaniy realizatsii novykh investitsionnykh proektov po razrabotke uchastkov nedr, sodержashchikh zapasy trudnoizvlekaemoy nefiti». – Rezhim dostupa: <https://rg.ru/2012/05/08/trudnaya-neft-site-dok.html>
8. *Latyshova M.G., Martynov V.G., Sokolova T.F.* Prakticheskoe rukovodstvo po interpretatsii dannykh GIS: Ucheb. posobie dlya vuzov. M.: OOO «Nedra–Biznestsentr», 2007. 327 s.
9. *Dmitrievskiy A.N., Skibitskaya N.A., Yakovleva O.P., Kuz'min V.A., Zekel' L.A., Pribylov A.A.* Uvelichenie resursnogo potentsiala gazokondensatnykh mestorozhdeniy za schet vysokomolekulyarnogo syr'ya («matrichnoy nefiti») // Fundamental'nye problemy geologii i geokhimii nefiti i gaza i razvitiya neftegazovogo kompleksa Rossii. M.: GEOS, 2007. S. 360–377.
10. *Skibitskaya N.A., Yakovleva O.P., Grigor'ev G.A., Domanova E.G., Ingerova T.V., Kuz'min V.A.* Novye predstavleniya o porodoobrazuyushchem karbonatnom veshchestve zalezhey uglevodorodov // Geologiya nefiti i gaza. 1997. № 12. C. 20–25.
11. *Dmitrievskiy A.N., Skibitskaya N.A., Zekel' L.A., Navrotskiy O.K.* i dr. Sostav nerastvorimogo kerogenopodobnogo organicheskogo polimera v karbonatnykh porodakh Orenburgskogo gazokondensatnogo mestorozhdeniya // Khimiya tverdogo topliva. 2011. № 3. S. 61–70.
12. *Skibitskaya N.A., Burkhanova I.O., Bol'shakov M.N.* i dr. Nauchnoe obosnovanie otsenki neuchtennykh zapasov svyazannogo gaza gazokondensatnykh i neftegazokondensatnykh

mestorozhdeniy, sorbirovannogo vysokomolekulyarnymi komponentami i kerogenopodobnym polimerom produktivnykh otlozheniy (na primere Orenburgskogo NGKM) // Elektron. zhurn. «Georesursy, geoenergetika, geopolitika». 2014. Vyp. 1(9). 21 s. – Rezhim dostupa: <http://oilgasjournal.ru>

13. *Bol'shakov M.N., Skibitskaya N.A., Kuz'min V.A., Marutyan O.O.* Opredelenie ostatochnoy neftegazonasyshchennosti sposobom pryamotochnoy kapillyarnoy propitki // Neftyanoe khozyaystvo. 2014. № 4. S. 30–32.

ПРИЛОЖЕНИЕ

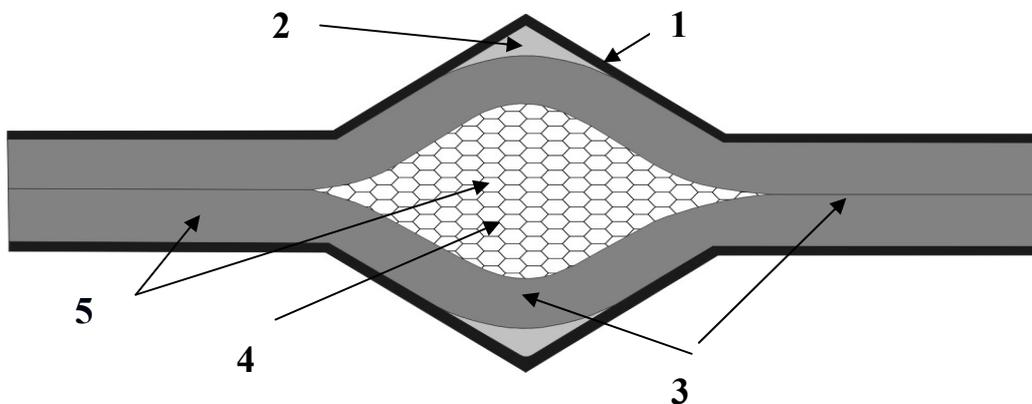


Рис. 1. Структурная характеристика пластовых флюидов
в поровых объемах пород

1 – пленочная вода (порода более фильная по отношению к воде) или пленочная нефть (порода более фильная по отношению к нефти); 2 – вода углов пор (структурно связанная, капиллярно-защемленная, менисковая) или нефть углов пор (порода более фильная по отношению к нефти); 3 – динамический (непрерывно связанный) потенциально подвижный объем нефти (порода более фильная по отношению к воде); 4 – структурно защемленный объем нефти; 5 – эффективный поровый объем (3) + (4)