УДК 622.276

А.В.ПЕТУХОВ, *д-р геол.-минерал. наук*, *профессор*, *AV_Petukhov@mail.ru*
И.Е.ДОЛГИЙ, *д-р техн. наук*, *профессор*, *dol-@mail.ru*
А.В.КОЗЛОВ, *д-р геол.-минерал. наук*, *профессор*, *akozlov@spmi.ru*
А.А.ПЕТУХОВ, *аспирант*, *alekpetuk@gmail.com*
Национальный минерально-сырьевой университет «*Горный*», *Санкт-Петербург*

A.V.PETUKHOV, *Dr. in geol. & min. sc.*, *professor*, *AV_Petukhov@mail.ru*
I.E.DOLGIY, *Dr. in eng. sc.*, *professor*, *dol-@mail.ru*
A.V.KOZLOV, *Dr. in geol. & min. sc.*, *professor*, *akozlov@spmi.ru*
A.A.PETUKHOV, *post-graduate student*, *alekpetuk@gmail.com*
National Mineral Resources University (*Mining University*), *Saint Petersburg*

ОСОБЕННОСТИ ГИДРОДИНАМИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ ЗАЛЕЖЕЙ В ТРЕЩИНОВАТЫХ КАРБОНАТНЫХ КОЛЛЕКТОРАХ ЮРУБЧЕНО-ТОХОМСКОЙ ЗОНЫ НЕФТЕГАЗОНАКОПЛЕНИЯ

Рассмотрено обоснование целостной феноменологической модели сложнопостроенных рифейских карбонатных трещиновато-кавернозных резервуаров Юрубчено-Тохомской зоны нефтегазонакопления, созданной для гидродинамического моделирования процесса разработки уникальных нефтегазоконденсатных залежей. Блоковое дискретное строение таких сложнопостроенных резервуаров позволяет им проявлять неаддитивные и нелинейные свойства в процессе разработки. Отмечаются подобие их строения в большом диапазоне масштабов, а также явления самоорганизации, характерные для сложных неравновесных систем. Исходя из этого дебиты скважин и их суммарная накопленная добыча в пределах таких залежей углеводородов подчиняются степенному распределению, которое характерно для поведения многих нелинейных систем и может описываться законом Парето. Для реализации предложенной модели разработана специальная компьютерная программа, совместимая с гидродинамическим симулятором «Tempest MORE» компании «Roxar».

***Ключевые слова*:** проницаемость, трещинно-кавернозный коллектор, нефтегазоконденсатные залежи, гидродинамическая модель, самоорганизация, неравновесная система.

THE PARTICULARITIES OF FLOW SIMULATION IN FRACTURED CARBONATE RESERVOIRS OF YURIBCHENO-TAHOMSKAYA OIL AND GAS BEARING AREA

There is full rationale of the phenomenological model of complicated riphean fractured carbonate reservoirs of Yurubcheno-Tokhomskaya oil-gas bearing area, created for simulation of development process for unique oil and gas deposits. The block discrete organization of these complex structure reservoirs are allow them non-additive and non-linear properties under development. Their marked similarity of their structure in a wide range of sizes, as well as the phenomenon of self-organization characteristic of complex nonequilibrium systems. Based on these production rates and their total cumulative production within such hydrocarbon obey a power law distribution, which is characteristic of the behavior of many nonlinear systems and can be described by Pareto. To implement the suggested model has been written special computer program compatible with the hydrodynamic simulation «Tempest MORE» of «Roxar».

***Key words*:** permeability, fractured reservoir, oil and gas deposits, flow simulation, self-organization, nonequilibrium system.

Разработка нефтегазоконденсатных залежей в рифейских трещиновато-кавернозных коллекторах Юрубчено-Тохомской зоны нефтегазонакопления (ЮТЗН) в Восточной Сибири связана с многочисленными сложностями и неопределенностями, обусловленными неравномерностью распределения трещин и каверн в плотных карбонатных породах. Природные резервуары всех выявленных к настоящему времени залежей ЮТЗН представлены преимущественно коллекторами трещинного типа. В связи с этим особое внимание исследователи уделяют изучению распределения трещинных систем в рассматриваемых продуктивных объектах, которые являются основными путями фильтрации флюидов и составляют основу емкостного пространства в плотных карбонатных породах.

Основными параметрами для моделирования процесса разработки залежей нефти и газа являются фильтрационно-емкостные свойства коллекторов, в частности, пористость и проницаемость. Трещинные карбонатные резервуары ЮТЗН были охарактеризованы в разные годы в работах В.Б.Арчегова, К.И.Багринцевой, Л.Г.Белоновской, М.Х.Булач, Л.П.Гмид, А.Ф.Боярчука, А.А.Конторовича и Н.Б.Красильниковой, В.Г.Кузнецова, А.Е.Лукина, Л.С.Маргулиса, Е.М.Хабарова и многих других исследователей. Последним крупным обобщением существующей геолого-геофизической информации по строению и нефтегазоносности рифейских и вендских отложений ЮТЗН является монография В.В.Харахинова и С.И.Шленкина [8].

Определение открытой пористости карбонатных коллекторов ЮТЗН путем насыщения по методу Преображенского показало, что средняя открытая (трещинная) пористость карбонатных коллекторов имеет низкие значения и изменяется в пределах от 0,4 до 0,6 %, а проницаемость по гидродинамическим исследованиям скважин (ГДИС) колеблется от $0{,}03 \cdot 10^{-3}$ до $3{,}653 \cdot 10^{-3}$ мкм^2, при среднем значение $119 \cdot 10^{-3}$ мкм^2 [1]. Таким образом, рассматриваемые карбонатные трещинные резервуары – это относительно плотная низкопроницаемая порода с развитой вторичной пустотностью, обусловленной активными процессами трещинообразования и выщелачивания. По современным представлениям, пустотное пространство карбонатных резервуаров включает в себя: а) первичные межкристаллические поры чрезвычайно мелкого размера (от 0,005 до 0,100 мкм), характеризующиеся низкой проницаемостью (тысячные и миллионные доли квадратного микрометра); б) вторичные поры выщелачивания с размерами от 0,01 до 2,00 мкм; в) микро- и макрокаверны (пустоты карстового происхождения); г) открытые микротрещины; д) открытые мезо- и макротрещины, преимущественно тектонического происхождения [8]. Установлено, что матрица породы плотная и практически непроницаемая (до 90 % межзерновых пор имеют менее 0,2 мкм в поперечнике) и не содержит нефти и газа. Нефть и газ содержатся в основном в трещинах и развитых по ним кавернах, поэтому трещиноватость и кавернозность оказывают решающее влияние на формирование пустотного пространства рифейских карбонатных резервуаров.

Как известно, трещинно-поровые коллекторы представляют собой среду с двойной пористостью и проницаемостью, которая описывается с помощью уравнений Г.И.Баренблатта (1962) или Уорнера – Рута (Warren & Root, 1965). При использовании этих формул в процессе гидродинамического моделирования необходимо знать форму и размер блоков, на которые разбита разномасштабными трещинами матрица породы, а также фильтрационные параметры самих трещин, что в настоящее время представляется проблематичным, вследствие значительной неопределенности этих параметров. Исходя из этого, некоторые авторы поспешили заявить о теоретической и практической невозможности построения детальной фильтрационной модели залежей ЮТЗН, а вместо сложной модели двойной пористости использовать при гидродинамическом моделировании модель простой пористости [1-3]. Действительно, несмотря на то, что характеристика трещинных природных резервуаров нефти и газа ЮТЗН основывается на

многочисленных достаточно точных данных, полученных в результате литолого-петрографического изучения керна, определения фильтрационно-емкостных свойств карбонатных пород, исследования скважин с использованием электрических микросканеров НИД-2 (ООО НПП ГТ «Геофизика») и FMS («Schlumberger»), а также гидродинамических и промыслово-геофизических методов, интерпретации материалов 2D- и 3D-сейсморазведки и 3D-съемки сейсмическим локатором бокового обзора этих данных оказывается недостаточно для построения детальных гидродинамических моделей залежей. Характеристика трещиноватости продуктивного пласта в целом проводится пока лишь на качественном уровне, например с использованием результатов гидродинамических исследований скважин. Чтобы понять, почему это происходит, необходимо посмотреть на рис.1. Здесь хорошо видно, как современные методы, используемые при исследовании залежей нефти и газа, позволяют достаточно уверенно изучать параметры трещиноватости продуктивных пород на микро- и макроуровнях, проводить диагностику микротрещиноватости и макротрещиноватости нефтегазоносных резервуаров. Однако при изучении среднемасштабных трещин существует так называемый «масштабный пробел», т.е. практически отсутствуют результаты исследований на среднем уровне (мезоуровне), который характеризует фильтрационные параметры непосредственно самого продуктивного пласта, а не его составных частей, отдельных образцов керна, шлифов и пр.

В настоящее время у многих исследователей господствует убеждение в том, что к количественному описанию таких сложных объектов, как карбонатные резервуары ЮТЗН можно приступать, только поняв и описав в деталях всю сложность и механизмы формирования разномасштабных трещин, предопределяющих фильтрационно-емкостные свойства коллекторов. Такой дедуктивный подход основан на методологии механистического редукционизма, лежащей в основе мышления большинства современных исследователей, и связан с успехами классической механики, которая базируется на единых законах движения. В случае со сложнопостроенными рифейскими резервуарами ЮТЗН это тектонические движения земной коры, приводящие к разрядке механических напряжений и формированию разномасштабных трещин в карбонатных породах. Однако значительный опыт моделирования сложных природных объектов, накопленный в различных областях науки, показывает, что несмотря на привлекательность дедуктивный подход не всегда применим при разработке нефтегазовых залежей из-за его ограниченных возможностей [5].

В процессе изучения трещин разного порядка в карбонатных рифейских резервуарах ЮТЗН мы сталкиваемся с проблемой самоподобных фрактальных объектов, которую достаточно убедительно продемонстрировал в своих работах Бенуа Мандельброт, доказав невозможность точного решения известной задачи измерения длины побережья Великобритании [4]. Б.Мандельброт показал, что точное значение длины побережья получить невозможно из-за особенностей строения самоподобных фрактальных структур. При этом любое уменьшение масштаба для повышения точности измерения приводит к тому, что в этой сложной нелинейной системе всегда существуют неоднородности более мелкого масштаба по сравнению с выбранным эталоном измерения, поэтому измеряемая длина постоянно увеличивается и асимптотически стремится в бесконечность. Точно такая же ситуация наблюдается при изучении разномасштабных трещин в карбонатных породах. В процессе количественной оценки параметров трещиноватости одного иерархического уровня в системе всегда существуют трещины более низкого порядка, которые остаются неохваченными исследованиями, а стремление изменить охват и масштаб исследований также приводит к асимптотической бесконечности.

Детерминированные модели, используемые в современных программных пакетах (Eclipse, Tempest MORE и др.), основаны на модели двойной пористости. Однако как в модельных представлениях, так и в самих

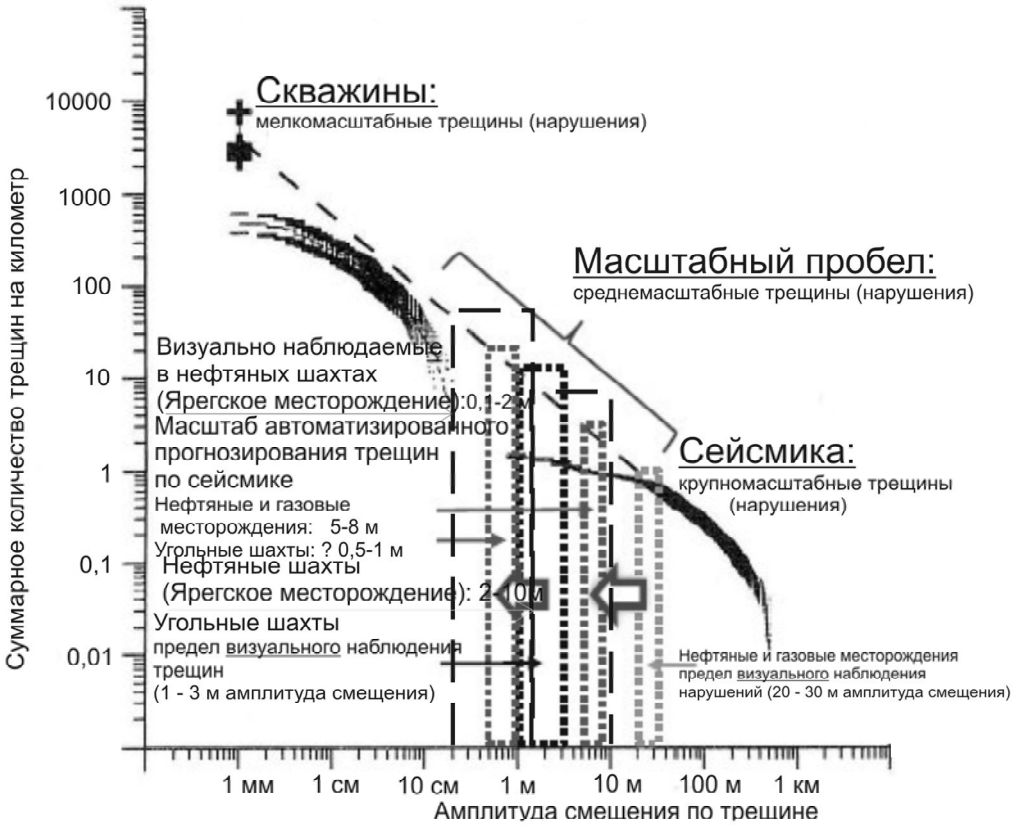


Рис.1. Масштабная инвариантность (скейлинг) тектонической трещиноватости природных резервуаров и разрешающая способность современных скважинных и сейсмических методов, используемых для изучения трещиноватости продуктивных пород (по данным T.Needham et al., 1996 и R.Oppermann, 2012 с дополнениями авторов)

программных комплексах очень слабо отражены явления изменения фильтрационных параметров трещиноватой среды при уменьшении пластового давления и смыкании трещин. Кроме того, использование модели двойной пористости и проницаемости для гидродинамического моделирования разработки рифейских залежей, как было отмечено выше, представляется весьма сложной задачей из-за значительной неопределенности входящих в данную модель параметров, обусловленной «масштабным пробелом» между скважинными и сейсмическими методами исследований.

Когда традиционные дедуктивные редукционистские методы не позволяют решить поставленные задачи, на смену детерминированному подходу, как это показано в работе [9], может прийти холистический подход. Холистический (от анг. whole – целый) подход подразумевает целостное описание и необходим в случае изучения сложных систем, когда традиционные методы из-за большой неопределенности значимых параметров применять нельзя. Переход от редукционизма к холистическому описанию означает переход от детерминистских моделей к феноменологическим. Феноменологическая модель для гидродинамического моделирования трещинных резервуаров была обоснована в результате многолетних исследований длительно разрабатываемых залежей нефти и детально описана нами в работах [6, 7]. Исследования, проведенные на многих нефтяных месторождениях Тимано-Печорской и Западно-Сибирской нефтегазоносных провинций, показывают, что разномасштабные трещины горных пород разделяют продуктивные породы на блоки различных размеров, которые являются сложными самоподобными фрактальными структурами, а их поведение описывается общим универсальным законом Парето. Проведенные вычисления с использованием закона

Парето и статистической теории сложных систем показали, что установление иерархической связи в сложной системе трещиноватых пород коллекторов быстро повышает сложность статистического ансамбля. С усилением ветвимости разномасштабных трещин в продуктивных коллекторах максимальная сложность системы монотонно вырастает от нулевого значения при ветвимости $a = 1$ до бесконечного при ветвимости $a \to \infty$. С изменением дисперсии Δ статистического ансамбля поведение, присущее простым системам, наблюдается при показателях ветвимости трещин, превышающих значение $a_+ = 1{,}618$, а спадание сложности с ростом дисперсии, характерное для сложных самоподобных иерархических систем, проявляется при ветвимости трещин, ограниченной интервалом $1 < a < 1{,}618$.

Таким образом, исходя из полученных результатов, было установлено, что соотношение линейных размеров разномасштабных блоков, образующихся при растрескивании карбонатных пород в процессе разрядки тектонических напряжений, асимптотически стремится к величине 1,618. Примерно в этом же соотношении, исходя из принципа самоподобия, изменяется проницаемость разномасштабных трещин, разграничивающих блоки продуктивных пород.

В результате проведенных расчетов была разработана феноменологическая модель для гидродинамического моделирования нефтегазоконденсатных залежей ЮТЗН (рис.2). Модель включает восемь иерархических уровней разномасштабных блоков, разделенных трещинами разного порядка, и позволяет моделировать среду с двойной пористостью и проницаемостью в существующих гидродинамических симуляторах (Eclipse, Tempest MORE и др.). В данной модели не только линейные размеры блоков соседних иерархических уровней находятся в соотношении 1,618 (0,618), но и проницаемость трещин, разделяющих эти блоки, изменяется в соотношении 1,618 (0,618). При этом если проницаемость самой крупной трещины первого иерархического уровня (жирная черная линия в центре модели на рис.2) равна, например, 3,455 мкм^2 (максимальная проницаемость коллекторов ЮТЗН по ГДИС 3,653 мкм^2), то проницаемость трещины последнего восьмого иерархического уровня, которая ограничивает самые крайние блоки, составит всего 0,119 мкм^2, что соответствует средней проницаемости рифейских трещиноватых карбонатных коллекторов ЮТЗН, определенной по данным гидродинамических исследований скважин ($119 \cdot 10^{-3}$ мкм^2). При использовании данной модели площадную и послойную проницаемость матрицы продуктивных коллекторов в самих блоках можно учитывать, используя традиционные приемы тензорного осредне-

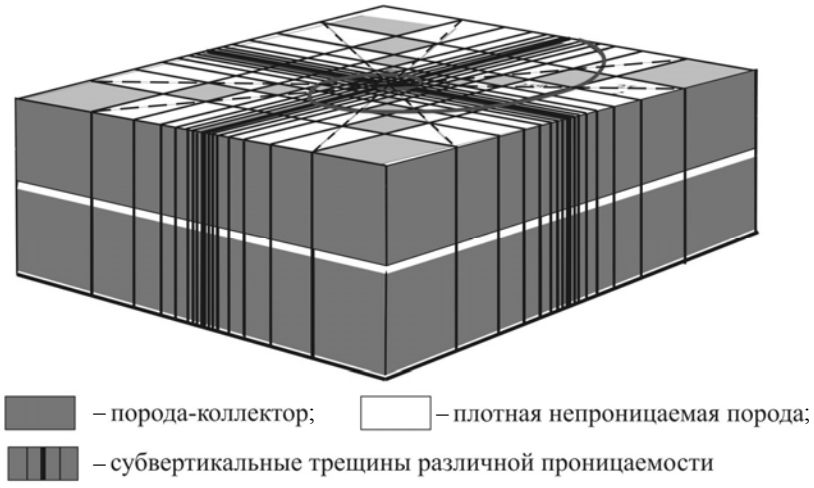


Рис.2. Феноменологическая модель рифейских продуктивных трещиноватых карбонатных резервуаров, предлагаемая для гидродинамического моделирования разработки залежей ЮТЗН

ния, а также результаты геологического моделирования, полученные в программах Petrel («Schlumberger») или RMS («Roxar»).

На основе предложенной феноменологической модели была разработана специальная компьютерная программа, совместимая с гидродинамическим симулятором «Tempest MORE» компании «Roxar», которая позволяет обосновывать оптимальное количество ячеек в процессе моделирования, по количеству и размерам близкое природным блокам трещиноватых пород, и, как следствие, получать более точные гидродинамические расчеты, практически совпадающие с фактическими данными работы скважин.

Для апробации программы было проведено 1521 испытание разработанной модели на гидродинамическом симуляторе «Tempest MORE» и построены графики изменения накопленной добычи скважины в зависимости от ее положения на модели, т.е. в зависимости от расстояния до основной проводящей трещины (жирная линия в центре модели на рис.2). Один из таких графиков приведен на рис.3.

Данный график отображает все результаты испытаний, по нему можно легко проследить общую степенную зависимость накопленной добычи во всех скважинах от расстояния до центральной трещины, обладающей самой высокой проницаемостью.

Разработанный алгоритм показывает распределение скважин по дебитам и накопленной добыче в соответствии с законом Парето, а тестовая гидродинамическая модель полностью удовлетворяет теоретическим расчетам. Достоверность модели подтверждается четко выраженной степенной зависимостью дебитов и накопленной добычи от расстояния между скважиной и системой разномасштабных трещин в модели. Проведенное тестирование показывает, что при равномерном удалении скважины от двух взаимно перпендикулярных систем трещин одного порядка, что более редко, но также встречается на практике, степенная зависимость переходит в экспоненциальную.

Разработанную математическую модель и алгоритм ее реализации предполагается использовать при гидродинамических расчетах разработки нефтегазоконденсатных залежей ЮТЗН, а также при размещении и обосновании ориентировки горизонтальных скважин в пределах опытно-промышленных участков.

По мнению авторов, при составлении гидродинамических моделей сложнопостроенных трещиноватых коллекторов ЮТЗН, содержащих уникальные нефтегазоконденсатные залежи, которые позволяют воспроизводить степенное распределение скважин по дебитам и накопленной добыче, а также явления самоорганизации нефтегазовых систем в процессе разработки залежей и нелинейные и неаддитивные свойства этих сложных неравновесных природных объектов, необходимо учитывать следующие основные положения.

1. Фундаментальное свойство структурированной среды сложнопостроенных рифейских трещиновато-кавернозных коллекторов ЮТЗН заключается в том, что структура и поведение этих самоафинных систем определяется разномасштабными дискретными неоднородностями: блоками и трещинами, разграничивающими эти блоки, которые придают системам специфические нелинейные и неаддитивные свойства, а также способствуют процессам самоорганизации при разработке нефтегазоконденсатных залежей.

2. Важным свойством самоорганизации продуктивных трещиноватых пород-

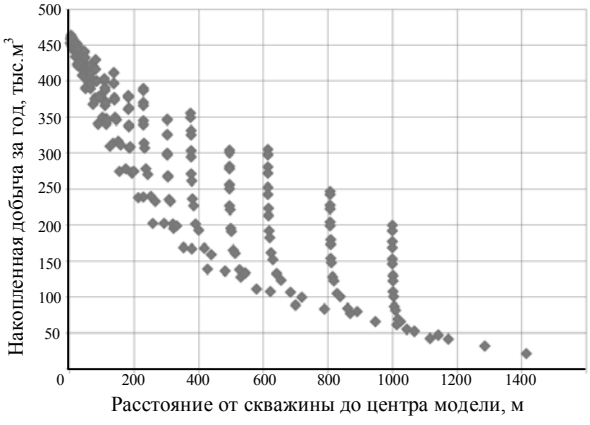


Рис.3. Расчетные графики изменения накопленной добычи нефти скважины в зависимости от ее удаления от основной высокопроводящей трещины

коллекторов является подобие их строения в большом диапазоне масштабов. Отношение соседних характерных размеров в иерархии распределения этих разветвленных фрактальных систем изменяется от 1,35 до 1,61, асимптотически приближаясь к 1,618, что определяет степенной закон распределения таких систем, а также масштабную инвариантность (скейлинг), свойственную всем фрактальным объектам.

3. Ввиду отмеченных структурных особенностей сложнопостроенных трещинных коллекторов дебиты добывающих скважин в пределах нефтегазоконденсатных залежей ЮТЗН подчиняются степенному закону распределения. Такое распределение характерно для поведения многих сложных систем и может описываться законом Парето.

4. Изучение закономерностей распределения разноуровневых блоков и количественных параметров разграничивающих их разномасштабных трещин в пределах нефтегазоконденсатных залежей ЮТЗН позволило разработать целостную феноменологическую модель сложнопостроенных рифейских трещинных резервуаров, предлагаемую для гидродинамического моделирования процесса разработки залежей на основе среды с двойной пористостью и проницаемостью, которая описывается с помощью уравнений Баренблатта или Уорнера – Рута.

ЛИТЕРАТУРА

1. *Гладков Е.А.* Теоретическая и практическая невозможность построения детальной фильтрационной модели на основе геологической модели // Бурение и нефть. 2009. № 7-8. С.22-23.

2. Гидродинамическое моделирование первоочередного участка разработки Юрубчено-Тохомского месторождения с учетом геомеханического эффекта смыкания трещин / Ю.А.Кашников, С.В.Гладышев, Р.Р.Казяпов, А.А.Конторович и др. // Нефтяное хозяйство. 2011. № 4. С.104-107.

3. *Гладков Е.А.* Особенности разработки трещиновато-кавернозных коллекторов Восточной Сибири // Газовая промышленность. 2011. № 11. С.62-64.

4. *Мандельброт Б.* Фрактальная геометрия природы / Ин-т компьютерных исследований. М., 2002. 654 с.

5. Подземная гидродинамика: задачи и возможности / А.Х.Мирзаджанзаде, И.М.Аметов, В.М.Ентов, В.М.Рыжик // Нефтяное хозяйство. 1987. № 2. С.30-33.

6. Разработка математической модели сложнопостроенных коллекторов, содержащих нетрадиционные ресурсы нефти и газа / А.В.Петухов, И.В.Шелепов, А.А.Петухов, А.И. Куклин // Газовая промышленность. 2012. № 676 (спецвыпуск). С.64-70.

7. Степенной закон и принцип самоподобия при изучении трещиноватых нефтегазоносных коллекторов и гидродинамическом моделировании процесса разработки / А.В.Петухов, И.В.Шелепов, А.А.Петухов, А.И.Куклин // Нефтегазовая геология. Теория и практика. 2012. Т.7. № 2. http://www.ngtp.ru/rub/3/33_2012.pdf

8. *Харахинов В.В.* Нефтегазоносность докембрийских толщ Восточной Сибири на примере Куюмбинско-Юрубчено-Тохомского ареала нефтегазонакопления / В.В.Харахинов, С.И.Шленкин. М.: Научный мир, 2011. 420 с.

9. *Хасанов М.М.* Нелинейные и неравновесные эффекты в реологически сложных средах / М.М.Хасанов, Г.Т.Булгакова. Ин-т компьютерных исследований. Москва – Ижевск; 2003. 288 с.

REFERENCES

1. *Gladkov E.A.* Theoretical and practical creation impossibility of detailed filtration model on basis of geological model // Drilling and petroleum. 2009. N.7-8. P.22-23.

2. *Kashnikov Yu.A.*, *Gladyshev S.V.*, *Ryazapov R.K.*, *Kontorovich A.A*, *Krasilnikova N.B.* et al. Hydrodynamical modeling of first-priority area in development of Yurubcheno-Tokhomskoye oilfield, with a glance of geomechanical effect of closing the fracture // Petroleum economy. 2011. N.4. P.104-107.

3. *Gladkov E.A.* Specific features of development of the fracture-cavernous reservoirs of Eastern Siberia // Gas industry. 2011. N.11. P.62-64.

4. *Mandelbrot B.* The Fractal Geometry of Nature / Institute of Computer Science. Moscow. 2002. 654 p.

5. *Mirzadzhanzade A.H*, *Ametov I.M.*, *Entov V.M.*, *Ryjic V.M.* Underground hydrodynamics: challenges and opportunities// Petroleum economy. 1987. N.2. P.30-33.

6. *Petukhov A.V.*, *Shelepov I.V.*, *Petukhov A.A.*, *Kuklin A.I.* Development of a mathematical model of complicated formations containing unconventional oil and gas resources // Gas industry. 2012. N.676. P.64-70.

7. *Petukhov A.V.*, *Shelepov I.V.*, *Petukhov A.A.*, *Kuklin A.I.* Power law and self-similarity principle for investigation of fractured reservoirs and hydrodynamical simulation // Oil-and-gas geology. Theory and praktice (Scientific electronic journal). 2012. V.7. N.2. http://www.ngtp.ru/rub/3/33_2012.pdf

8. *Kharakhinov V.V.*, *Shlenkin S.I.* Petroleum potential of Precambrian strata of Kuyumbinskoye-Yurubcheno-Tokhomsky oil and gas accumulation area. Moscow: Nauchny mir. 2011. 420 p.

9. *Khasanov M.M.*, *Bulgakova G.T.* Nonlinear and non-equilibrium effects in the rheology of complex environments / Institute of Computer Science. Moscow – Ijevsk. 2003. 288 p.