



О ПОСТРОЕНИИ ГИДРОГЕОМЕХАНИЧЕСКИХ МОДЕЛЕЙ СЛАНЦЕВЫХ ФОРМАЦИЙ

Р.Ф. Мифтахов¹, А.В. Мясников¹, А.В. Вершинин², С.С. Чугунов¹, К.М. Зингерман³

¹Сколковский институт науки и технологий, 143026, Москва, ул. Нобеля 3, Россия, e-mail: R.Miftakhov@skoltech.ru, A.Myasnikov@skoltech.ru, S.Chugunov@skoltech.ru

²Московский государственный университет им. М.В. Ломоносова, 119991, Москва, ГСП-1, ул. Ленинские горы, 1, Россия, e-mail: versh1984@mail.ru

³Национальный исследовательский ядерный университет "МИФИ", 115409, Москва, Каширское ш., 31, Россия, e-mail: zingerman@rambler.ru

В настоящей работе реализован первый этап построения самосогласованной сейсмогидрогеомеханической модели разработки нетрадиционных сланцевых формаций. Сформулированы основные принципы гидрогеомеханического моделирования. Выявлены основные физико-механические факторы, определяющие особенности моделирования нетрадиционных коллекторов. Проведена классификация трещиновато-пористых сред по отношению к представительному элементарному объему. Поставлены задачи моделирования недеформируемых и деформируемых формаций. В последнем случае предложен новый подход к определению эффективных упруго-прочностных свойств.

4D-сейсмика, моделирование пластовых процессов, геомеханика, нетрадиционные коллекторы, трещиновато-пористые среды, нелинейная многофазная фильтрация, диффузия, напряженно-деформированное состояние, гидроразрыв пласта, альтернативные технологии разработки сланцевых формаций

ON A HYDRO-GEOMECHANICAL MODELING OF SHALE FORMATIONS

R.F. Miftakhov¹, A.V. Myasnikov¹, A.V. Vershinin², S.S. Chugunov¹, K.M. Zingerman³

¹Skolkovo Institute of Science and Technology, Nobel str., 3, Moscow, 143026, Russia, e-mail: R.Miftakhov@skoltech.ru, S.Chugunov@skoltech.ru, A.Myasnikov@skoltech.ru

²Lomonosov Moscow State University, Leninskiye Gory, 1, Moscow, 119991, Russia, e-mail: versh1984@mail.ru

³National Research Nuclear University "MEPhI", Kashira Highway, 31, Moscow, 115409, Russia, e-mail: zingerman@rambler.ru

In the paper the first stage of the self-consistent seismic and hydro-geomechanical model of unconventional shale formations production is considered. Main principles of hydro-geomechanical modeling are formulated. Basic physical and mechanical factors that determine details of unconventional reservoirs modeling are presented. Classification of fractured porous media with respect to the representative elementary volume is performed. Problem statements of non-deformable and deformable formations modeling are discussed. Finally, a new approach for an estimation of effective elastic-strength properties is suggested.

4D seismic, reservoir modeling, geomechanics, unconventional reservoir, fractured porous medium, nonlinear multiphase flow, diffusion, stress-strain state, hydraulic fracturing, alternative technologies to develop shale formations

ВВЕДЕНИЕ

Целью данной работы является выявление и анализ особенностей построения гидрогеомеханических моделей, способных служить адекватной основой технологий разведки и разработки баженовской свиты Фроловской мегавпадины Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна. Построение таких моделей в настоящее время вызывает серьезные затруднения, что связано в первую очередь с недостатком исходных данных о строении и свойствах пород залежи. В результате сравнительного анализа геологических, литологических, геохимических, петрофизических и промысловых данных, накопленных при изучении нетрадиционных нефтенасыщенных горных пород, удалось выявить некоторые физико-механические особенности, присущие в той или иной степени всем сланцевым формациям и определяющие особенности их гидрогеомеханического моделирования по сравнению с традиционными коллекторами.

В связи с этим в настоящей работе реализована парадигма *a posse ad esse* – гидрогеомеханическая модель предоставляет возможность реализации всех выявленных физико-механических особенностей в наиболее общем виде, с непременным выделением линеек определяющих параметров различной природы (физических, вычислительных, геометрических), последовательное отключение (или подключение) которых позволяет упростить (или усложнить) модель для оптимально адекватного необходимого уровня [Мельникова, 2010].

Данная работа является первым шагом на пути построения самосогласованной сейсмогидрогеомеханической модели. Из анализа мирового опыта разведки и разработки нетрадиционных формаций можно сделать вывод, что современная сейсмическая интерпретация все более и более успешно использует динамическую (амплитудную) сейсмическую информацию

для оценки таких параметров пласта, как литология, поровое давление и тип флюида. Однако для более точных оценок, в частности флюидонасыщения, необходимо анализировать диссипативные и дисперсионные свойства породы, зависящие от ее анизотропии и трещиноватости, фазового состояния содержащихся в ней флюидов, степени зрелости керогена и нетривиального напряженно-деформированного состояния. Все эти факторы меняются в процессе разработки месторождения, так что результаты 4D сейсмической интерпретации, широко используемые при разработке нетрадиционных коллекторов, в частности при инициализации и последующей коррекции их гидрогеомеханических моделей, должны сами корректироваться с учетом текущего состояния формации. В настоящей работе обсуждается постановка гидрогеомеханической задачи. Постановка самосогласованной задачи будет рассмотрена в отдельном исследовании. Забегая вперед, отметим, что в соответствии с концепцией реологического мониторинга [Мясников и др., 2007] она сводится к предварительному исследованию зависимости диссипативных и дисперсионных свойств среды от реологических параметров гидрогеомеханических моделей определенного класса, последовательному расширению классов рассматриваемых моделей в соответствии с выделенными физико-механическими особенностями и созданию базы данных диссипативных и дисперсионных свойств трещиновато-пористых сланцевых пород.

ОСНОВНЫЕ ПРИНЦИПЫ МОДЕЛИРОВАНИЯ ГИДРОГЕОМЕХАНИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ, ВОЗНИКАЮЩИХ ПРИ РАЗРАБОТКЕ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

С физико-математической точки зрения, резервуарная геомеханика представляет собой дисциплину, изучающую процессы в многофазных многокомпонентных средах, в которой и горная порода, и насыщающее ее вещество представлены одной или несколькими фазами, чьи агрегатные состояния могут изменяться в процессе разработки. Изначально все фазы находятся, как правило, в состоянии механического и термодинамического равновесия, нарушающегося в момент бурения первой разведывательной скважины. В зависимости от термобарических условий, химического состава насыщенной и насыщающей сред и применяемых технологий добычи углеводородов, в процессе разработки формируются новые локальные состояния равновесия, переходы к которым являются, по сути, неравновесными и необратимыми процессами. Пространственные масштабы этих процессов варьируются в диапазоне пора-кern-скважина-резервуар-бассейн и характеризуются сериями временных релаксаций, определяющих в конечном итоге глобальную диссипацию всей системы. Эти релаксации должны описываться адекватными определяющими уравнениями, вывод которых непосредственно связан с определением представительного элементарного объема, что в случае многофазных пористых сред может быть невозможно или сопряжено с рядом фундаментальных проблем [Мясников и др., 2007]. Примером тому может служить проблема граничной поверхностной фазы, введение которой может быть необходимо для корректной формулировки условий термического и механического равновесий [Нигматулин, 1978], или проблема термодинамической открытости представительного

элементарного объема [Biot, 1984], приводящая, во-первых, к неоднозначности основных термодинамических концепций (теплоты и работы), а во-вторых, к необходимости выписывать законы сохранения для конечных деформаций во избежание серьезных ошибок в массовом балансе.

Говоря о феноменологических моделях термомеханики, следует упомянуть в первую очередь теорию, развиваемую М. Био в течение всей его жизни. В обзорной работе [Biot, 1984] изложены фундаментальное переосмысление основ термодинамики открытых систем и основные положения разработанной М. Био концепции механики конечных деформаций насыщенной пористой среды с учетом теплопереноса, вязкоупругих и пластических эффектов, сорбции и химических реакций. Впоследствии многие из этих концепций (но не все) были формализованы и обобщены в общем контексте неравновесной термодинамики на случаи частично насыщенной термoporoupryгости, поропластичности и поровязкопластичности и неидеальных смесей. В настоящее время геомеханике и термомеханике посвящены десятки монографий, обзоров и огромное количество публикаций. Все они, как и оригинальные работы М. Био, основаны на лагранжевом описании сплошной среды, которое по ряду причин (одна из них – традиционное использование эйлерового описания в современных гидродинамических симуляторах) представляется неудобным для моделирования пластовых процессов. Исключение составляют работы школы профессора Ю.Ю. Подладчикова [Yarushina, Podladchikov, 2015], основанные на эйлеровом подходе и составляющие основу в предлагаемой здесь иерархии гидрогеомеханических моделей сланцевых формаций.

ОСОБЕННОСТИ МОДЕЛИРОВАНИЯ ГИДРОГЕОМЕХАНИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ, ВОЗНИКАЮЩИХ ПРИ РАЗРАБОТКЕ НЕТРАДИЦИОННЫХ КОЛЛЕКТОРОВ

Поскольку задачей настоящего обзора являются модели разработки *сланцевых месторождений* с целью последующей оценки их применимости к месторождениям баженовской свиты, выделим особенности, характерные для таких месторождений с точки зрения построения и инициализации их гидрогеомеханических моделей. Необходимо отметить, что зачастую термином *сланцевые* называют не только нефть, получаемую из горючих сланцев, но и нефть, по свойствам аналогичную обычной легкой нефти, но содержащуюся в плотных низкопористых низкопроницаемых коллекторах. В американской литературе эти породы иногда называют *mudstone* [Grieser et al., 2007], что можно перевести как *аргиллит*, т. е. мелкозернистые, или илестые породы, основным составляющим элементом которых является либо кварц, либо кальцит. Большое содержание мелкозернистого материала в сочетании с глинистыми минералами делает проницаемость такой породы весьма незначительной, так что правильнее было бы называть добываемые из этих пород углеводороды не сланцевым газом или нефтью, а углеводородами низкопроницаемых смешанных мелкозернистых пород (*tight gas, oil*). Тем не менее и те, и другие углеводороды часто называются сланцевыми, несмотря на тот факт, что для их извлечения из сланцевых и «сланцевых» формаций требуются разные технологические подходы.

Широкий разброс параметров, характеризующий различные сланцевые формации, еще на ранних стадиях анализа приводит к необходимости установления взаимозависимости между данными различного происхождения. Изначально были установлены взаимосвязи между стандартными петрофизическими атрибутами [Newsham, Rushing, 2001], которые затем стали дополняться корреляциями с упруго-прочностными характеристиками формации [Rickman et al., 2008; Britt, Schoeffler, 2009]. Совокупность таких характеристик устанавливает зависимость хрупкости формации от минерального состава и содержания глинистой и органической составляющих.

Помимо мелкозернистой структуры, сланцевые формации характеризуются стратиграфической цикличностью, проявляющейся в чередовании глинистых/органических и кварцевых/кальцитных слоев. Это свойство, установленное для формаций Barnett, Woodford, New Albany, Eagle Ford и LaLuna [Slatt et al., 2014], в сочетании с упомянутыми выше корреляциями означает чередование зон хрупкого и пластичного разрушения. Подобное представление формации позволяет выстраивать корреляции между чередованием зон хрупкого и пластичного разрушения, большим содержанием органического вещества в отдельных слоях и наиболее перспективными для гидравлического разрыва пласта (ГРП) стратиграфическими интервалами. На меньшем масштабе межслойные пограничные зоны, не подверженные диагенезу или минеральной перекристаллизации, представляют реологически сложные зоны ослабления прочности, в которых прочность на разрыв существенно зависит от направления приложенной нагрузки.

Третьей отличительной особенностью сланцевых формаций является их естественная трещиноватость, наблюдаемая на различных масштабах: от микрометра до километров [Ortega, Marrett, 2000; Gale et al., 2007; Dahi Taleghani et al., 2014; Slatt et al., 2014]. Установлено, что крупномасштабные трещины могут изменить направление распространения трещины ГРП и привести к формированию сложной трещиноватой структуры [Jeffrey et al., 2009]; раскрытие же большого количества микромасштабных трещин может существенно увеличить утечки, привести к перераспределению напряжений в окрестности трещины и в конечном итоге повлиять на характер ее распространения. Подобный опосредованный эффект может возникнуть и в результате термального воздействия на горячую породу формации значительно более холодной жидкостью гидроразрыва [Dahi Taleghani et al., 2014]. Раскрытие микро- и мелкомасштабных трещин может оказать существенное влияние и на эффективность технологий, альтернативных ГРП, например, на циклическую закачку углекислого газа в уже созданную трещину ГРП [Yu et al., 2014].

Четвертым важным фактором, выделяющим сланцевые формации, являются анизотропные свойства

сланцевых пород [Gale et al., 2007; Mokhtari et al., 2014], в том числе анизотропия прочностных свойств породы, которая в сочетании с анизотропностью напряженно-деформированного состояния может привести к весьма сложной картине распространения трещины ГРП. Это предположение подтверждается испытаниями керна на трехосном прессе [Suarez-Rivera et al., 2013], интерпретацией результатов микросейсмичности и анализом промысловых данных [Mayerhofer et al., 2010], а также численными экспериментами [Mohaghegh, 2013]. Анизотропные свойства пород могут оказать существенное влияние и на характер разрушения при сжатии – вывалов [Soroush, 2013], что свидетельствует о необходимости получения детальных сведений об анизотропии формации для применения одного из наиболее надежных методов определения максимального горизонтального напряжения [Zoback, Apel, 1993; Wiprut, Zoback, 2000].

Пятой отличительной особенностью сланцевых формаций является характер поведения содержащихся в них флюидов. В [Kuiila, Prasad, 2011] показано, что матрицы сланцевых формаций содержат большое количество малых пор в диапазоне от 2 до 50 нм, что влечет за собой ряд важных для моделирования последствий.

Во-первых, в столь малых порах длина свободного пробега флюидов (особенно газа) может сравниться или превзойти размер поры, так что условие $Kn \ll 1$, при котором приближение механики среды формально следует из кинетической теории газов, перестает выполняться. В диапазоне значений $10^{-3} \lesssim Kn \lesssim 1$ (рис. 1) уравнения механики сплошной среды еще можно считать справедливыми, однако граничное условие прилипания для уравнений Навье–Стокса на масштабе порового канала, из апскейлинга которых получается классический закон фильтрации Дарси, следует заменить (как и в аэродинамике разреженных газов) на условие проскальзывания. В результате фильтрационный поток Дарси заменяется на скользящий поток (*slip flow*), отличающийся от потока Дарси скорректированным коэффициентом пропорциональности той же термодинамической силе. Дальнейшее увеличение числа Кнудсена $Kn > 1$ приводит уже к нарушению условия применимости механики сплошной среды, и течение становится свободномолекулярным. В дополнение к описанному эффекту: в сланцевых месторождениях с ультрамалыми размерами пор необходимо учитывать поверхностную диффузию [Akkutlu, Fathi, 2012], описывающую усредненное движение под действием градиента концентрации адсорбированных частиц, ставших подвижными в результате термической активации. Как показано в [Wu et al., 2015], в порах размера ~ 10 нм и меньше поверхностная диффузия превалирует над вязким и свободномолекулярным механизмами переноса газовой фазы.

Еще один немаловажный эффект заключается в том, что малые размеры пор предполагают значительную кривизну межфазных поверхностей раздела и



Рис. 1. Ранжирование переходных режимов течения, основанное на числе Кнудсена Kn , равного отношению длины свободного пробега к характерному размеру задачи.

большое значение капиллярного давления между паром и жидкой фазой, что следует учитывать при решении задачи о фазовом равновесии для обладающих подобным поровым пространством формаций [Wang et al., 2013]. В то же время поровое пространство меняется в результате деформации породы, причем зависимость пористости и проницаемости от приложенных напряжений в низкопроницаемых формациях гораздо существеннее, чем в традиционных. Это связано с тем, что нагружение породы приводит как к уменьшению размера самих пор, так и выстраиваемых ими поровых каналов. К примеру, в [Chu et al., 2012] утверждается, что уменьшение поровых каналов от 20 до 60 % приводит к снижению проницаемости матрицы от трех до десяти раз соответственно, так что формация может перейти из разряда низкопроницаемых в разряд ультра-низкопроницаемых, характеризуемых низкими градиентами давления, при которых имеет место существенное отклонение от закона Дарси [Baikov et al., 2014]. Уменьшение же в размерах самих пор столь малого размера ставит под вопрос применимость приближения классической равновесной термодинамики, использующей концепцию фиксированного объема при решении задачи о фазовом равновесии, которую, таким образом, следует изменить и решать, например, итерационно и самосогласованно с моделируемыми геомеханическими эффектами [Xiong et al., 2014].

Наконец, шестой отличительной особенностью сланцевых формаций является содержание в породе керогена, который может формировать сплошную трещиновато-пористую фильтрующую среду [Ambrose et al., 2010]. Так как кероген — это органическое вещество, его поверхность принято характеризовать как гидрофобную, что оказывает большое влияние на капиллярные давления и относительные фазовые проницаемости [Alfi et al., 2014]. Из-за малого размера пор кероген способствует повышенному проявлению эффектов, связанных с капиллярными силами, которые в свою очередь являются механизмом притягивания углеводородов. При особых термобарометрических режимах кероген претерпевает фазовый переход первого рода, превращаясь, в зависимости от значений температуры и давления, в нефть, газ или кокс. При этом меняются объемные содержания всех твердых и жидких фаз системы и прочностные характеристики твердой фазы. С точки зрения переноса флюида, наличие керогена можно представить первым звеном в иерархии механизмов добычи в сланцевых формациях [Segatto, Colombo, 2012], так что керогеносодержащие формации характеризуются тремя различными масштабами порового пространства: микро (<2 нм), мезо (<50 нм) и макро, наличием сложной многомасштабной системы залеченных, реактивированных и наведенных трещин, в которых реализуется весь спектр гидродинамических течений: от свободномолекулярного до течения Навье—Стокса.

Принимая в расчет все вышеописанные факторы, гидрогеомеханическая модель сланцевых формаций должна описывать процессы формирования и эволюции разномасштабных трещин в анизотропном мультипоровом пространстве (включая трещины гидроразрыва) с учетом их взаимодействия друг с другом, как прямого, так и посредством содержащихся в них флюидов. К флюидам следует отнести как пластовые, так и технологические жидкости и газы. Состав последних зависит от применяемого техногенного воздействия, примерами могут служить: жидкость гидроразрыва

пласта; углекислый газ (закачка CO₂ через высокопроницаемые каналы в низкопроницаемых коллекторах — технология huff-and-puff или как агента при водогазовом воздействии на аномальные зоны сланцевых формаций) или воздух (термогазовое воздействие на сланцевые формации).

Стандартный процесс построения и инициализации гидрогеомеханической модели [Мясников, 2012; Plumb et al., 2000] в случае сланцевых формаций должен быть модифицирован по двум направлениям.

Во-первых, все интерпретационные методики, не учитывающие в должной мере перечисленные особенности сланцевых формаций, должны быть скорректированы или заменены. К такой методике относится, например, определение минимального горизонтального напряжения при испытаниях на утечки по значению давления смыкания трещины. Неоднозначность определения давления смыкания возникает именно в низкопроницаемых сланцевых формациях, где утечки из трещины в породу крайне малы и требуется длительное время для испытания [Oort, Vargo, 2008], которое, как правило, не предоставляется. Другим примером может служить упомянутая выше методика оценки значения максимального горизонтального напряжения по детальному наблюдению характера вывалов и трещин, образующихся в призабойной зоне в процессе бурения [Zoback, Apel, 1993; Wiprut, Zoback, 2000].

Во-вторых, для построения геомеханической модели сланцевых формаций требуется проведение относительно нового типа лабораторного эксперимента, который можно охарактеризовать как нанохимико-механический. Этот эксперимент проводится для определения количественных характеристик упрочнения/разупрочнения и повышения/понижения жесткости нефтематеринских пород за счет фазовых превращений керогена. Такие работы в настоящее время ведутся [Deirieh, 2011], однако они носят изыскательно-фундаментальный характер и пока далеки от практических нефтегазовых приложений.

КОНЦЕПЦИЯ ПРЕДСТАВИТЕЛЬНОГО ЭЛЕМЕНТАРНОГО ОБЪЕМА И КЛАССИФИКАЦИЯ ТРЕЩИНОВАТО-ПОРИСТЫХ СРЕД

Построение гидрогеомеханических моделей естественно трещиноватых коллекторов неразрывно связано с согласованным учетом двух факторов: трещиноватости и деформируемости породы.

Понятие трещиноватости охватывает чрезвычайно широкий спектр свойств горных пород, определяющий их структурные, морфологические, фильтрационно-емкостные и прочностные свойства. В зависимости от соотношения характерного размера представительного элементарного объема и характерного размера задачи выделяют моделирование трещиноватых резервуаров на микро-, макро- и мезомасштабах. В первом случае размер представительного элементарного объема много меньше размера задачи (масштаба переноса флюида или длины волны) и трещины, наряду с порами, рассматриваются как структурные неоднородности внутри этого представительного элементарного объема (рис. 2, а). Во втором случае размеры трещин сопоставимы с размером коллектора и представительный элементарный объем не включает в себя данный тип неоднородностей. Трещины рассматриваются как макроскопические объекты, являющиеся внутренними или внешними границами области исследования, на которых определяющие соотношения, справедливые в

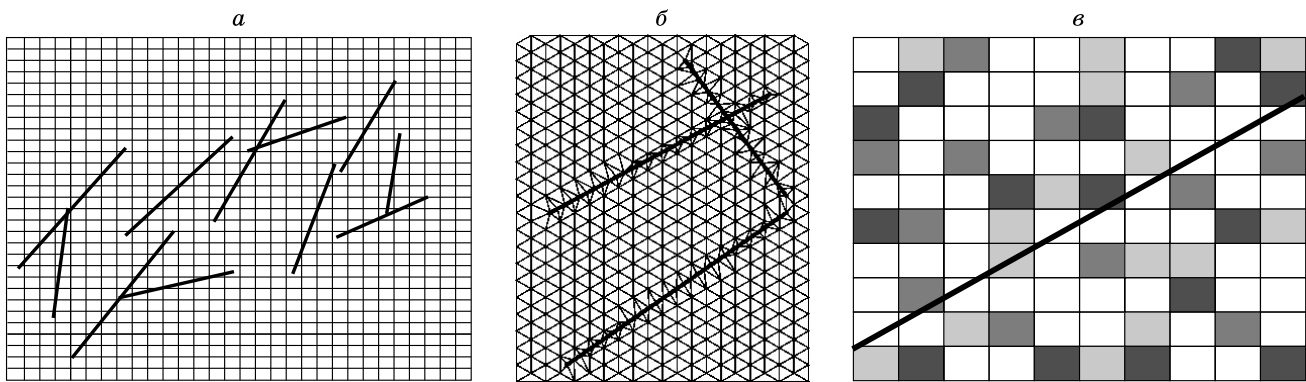


Рис. 2. Масштабы трещиноватости и представительного элементарного объема: *a* – микромасштаб (представительный элементарный объем включает в себя трещины как структурные неоднородности); *b* – макромасштаб (каждая трещина является внутренней или внешней границей расчетной области); *в* – мезомасштаб (масштаб трещины сопоставим с представительным элементарным объемом, и трещина является структурным элементом представительного элементарного объема).

представительном элементарном объеме, заменяются на подходящие граничные условия (см. рис. 2, *b*). В третьем случае (см. рис. 2, *в*) трещины слишком велики для рассмотрения их как неоднородности в представительном элементарном объеме, но слишком малы и многочисленны, чтобы быть описаны индивидуально. В этом случае трещина становится элементом представительного элементарного объема, что ведет к усложнению исходных уравнений апскейлингом микропараметров (проницаемости, капиллярных давлений и т. д.) до мезоскопических тензорных величин [Panfilov, 2000].

Как отмечалось в разделе, посвященном основным принципам моделирования гидрогеомеханических процессов, возникающих при разработке месторождений, некоторые важные идеи М. Био в области термопоромеханики до сих пор не разработаны. Это относится, в частности, к последовательному развитию термодинамически непротиворечивой модели трещиноватых деформируемых коллекторов в случае наличия в них микротрещин, что обусловлено в первую очередь сложностями описания поверхностной фазы в континууме, содержащем поры, трещины и флюид. Однако существуют альтернативные подходы, позволяющие описывать такие коллекторы в широком спектре приложений, если не с физическим, то с инженерным уровнем строгости.

МОДЕЛИ ТРЕЩИНОВАТЫХ НЕДЕФОРМИРУЕМЫХ ФОРМАЦИЙ

К первому из альтернативных подходов относится концепция двойной (тройной, четверной) пористости и проницаемости. Эта концепция, введенная в [Varenblatt et al., 1960], основывалась изначально на модели двух наложенных друг на друга континуумов, один из которых описывает поровое пространство матрицы, а другой – содержащиеся в ней трещины. Взаимодействие континуумов, т. е. перетоки флюида между матрицей и трещиной, описывается с помощью передаточных функций. Определение этих функций является ключевой проблемой моделей вложенных континуумов, поскольку выбор обменных членов никак не обусловлен термодинамическим формализмом построения моделей многофазных сплошных сред и должен определяться из дополнительных допущений. В настоящее

время можно выделить три способа определения передаточных функций. Первый способ объединяет классический аналитический метод, примененный в оригинальной работе [Varenblatt et al., 1960], и различные полуаналитические подходы, которые калибруются на натуральных [Kazemi, Merrill, 1979] или численных экспериментах по трехмерному течению флюида в матричном блоке (блоках) различных форм и размеров [Thomas et al., 1983; Torguc et al., 2013]. Вторым методом представляет собой аналитический апскейлинг микроскопических уравнений [Panfilov, 2000], что, по сути, является способом построения макроскопических уравнений в обход проблемы поверхностной фазы, эффективным при некоторых достаточно сильных физических допущениях. Наконец, третий метод состоит в численном апскейлинге определяющих уравнений [Gong et al., 2008] и представляется наиболее перспективным, если только не сталкивается с проблемами фундаментального характера, такими, например, как неоднозначность решения задачи о течении многофазной жидкости в каналах.

Рассмотренные в многочисленных работах передаточные функции описывают пять основных механизмов нефтеотдачи в традиционных коллекторах, ответственных за перенос флюида между матрицей и трещинами: расширение жидкости, вязкие силы, капиллярные силы, гравитационные силы и диффузия. Среди существующих передаточных функций для описания всего спектра явлений наиболее распространены в использовании являются функции Каземи, Квандей-Сабатье и Бланта [Abushaikha, Gosselin, 2008].

В сланцевых формациях основные трудности в определении передаточных функций связаны в первую очередь с указанными в разделе, посвященном особенностям моделирования гидрогеомеханических процессов, возникающих при разработке нетрадиционных коллекторов, особенностями течения в них флюидов, такими как отклонение фильтрационных потоков от законов Дарси, а диффузионных потоков от закона Фика. Поэтому естественно предполагать, что описывающая механизм расширения жидкости «дарси-образная» передаточная функция (пропорциональная разности давлений в континуумах) и описывающая диффузию «фика-образная» передаточная функция (пропорциональная разности концентраций) должны

быть скорректированы. Кроме того, предположение о квазистационарности массообмена, принятое при выводе классических передаточных функций, несправедливо для ультранизкопроницаемых формаций. Наконец, сорбция/десорбция флюида (газа) и влияние керогена, являющегося фильтрующей средой и могущего претерпевать фазовые превращения за счет химических реакций, могут повлиять на массообмен между различными континуумами.

Последний процесс является наиболее сложным с точки зрения постановки задачи его моделирования. Керогеновая среда, как и содержащая ее неорганическая порода, может обладать своими пористостью, проницаемостью, трещиноватостью и смачиваемостью, так что представляется целесообразным рассмотрение двух связанных с керогеном континуумов, фильтрация по которым отличается от фильтрации по порам и трещинам неорганической матрицы. В результате химических реакций керогеновые включения освобождают занимаемый ими объем неорганической матрицы со скоростью химической реакции (схема, представленная на рис. 3, соответствует бесконечной скорости реакции). Этот объем заполняется ранее находившимися в керогеновых порах и трещинах флюидами, а также продуктами его химического превращения (тяжелая нефть, легкая нефть, газ, CO_2 , кокс и т. д.). Для описания их дальнейшего переноса возможно развитие двух подходов. В первом подходе перенос происходит по поровой системе неорганической матрицы, пористость которой должна быть пересчитана в соответствии с добавленной за счет исчезновения твердого керогена и убавленной за счет сформировавшегося кокса пустотности (см. рис. 3). Состав новых флюидов в точке превращения переопределяется с учетом результата химических реакций и состава флюида в органической матрице и трещинах, а составы фаз – по стандартным процедурам расчета фазового равновесия, соответствующего новому составу, температуре и давлению. Температуру можно считать в данной точке одинаковой во всех фазах и континуумах, а давление должно быть определено из условия равенства средних по всем континуумам и фазам давлений до и после начала превращения. Во втором подходе освободившийся при реакции керогена поровый объем и содержащиеся в нем флюиды формируют новый континуум

в неорганической матрице, обладающий пористостью, определяемой высвободившимся в процессе химической реакции объемом. Хотя во втором подходе состав и давление новых флюидов определяется более естественным путем, а также учитывается возможность формирования высокопроницаемых каналов в неорганической матрице, в нем требуется задание передаточных функций между новым континуумом и всеми прежде существующими. В обоих подходах необходимо связать скорость изменения объема, изначально занятого керогеном, с кинетикой химических реакций. В настоящее время отсутствуют публикации, в которых рассмотрены подобные модели. Сравнительный анализ упомянутых выше подходов является актуальной проблемой моделирования сланцевых формаций.

Применение концепции двойной пористости с явно выписанными обменными функциями является скорее исключением, чем обыденной практикой при моделировании и более простых физических процессов в трещиноватых сланцевых формациях. Представительными примерами использования концепции классической двойной пористости являются работы [Guo et al., 2014] и [Torcuk et al., 2013]. В [Torcuk et al., 2013] выводится нестационарная передаточная функция в результате рассмотрения сложной системы неравномерных матричных блоков, заменяемых в процессе вывода функции сферами. Хотя специфичная для сланцевых формаций физика не учитывалась при построении передаточной функции, модель была успешно протестирована на некоторых промысловых данных формации Bakken.

В [Guo et al., 2014], напротив, рассмотрена фильтрация газа с учетом многих важных для сланцевых формаций процессов. Для вывода передаточных функций была использована скорректированная псевдостационарная «дарси-образная» модель. Хотя применение этой модели приводит в некоторых случаях к неудовлетворительным результатам [Alfi et al., 2014], анализ аргументов [Alfi et al., 2014] привел нас к предварительному заключению (требующему многочисленных проверок), что они справедливы для газовых формаций, так что использования методики [Guo et al., 2014] и ей подобных [Bustin et al., 2008], основанных на модифицированных классических передаточных функциях, оправдано для построения прокси рекомендаций

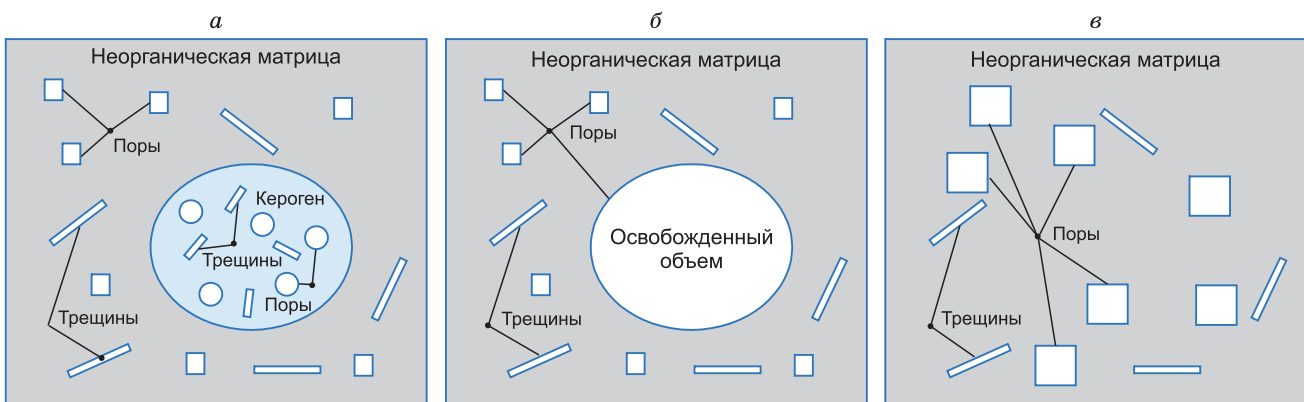


Рис. 3. Структурная эволюция представительного элементарного объема в процессе фазового превращения керогена: *а* – керогеновые включения в трещиновато-пористую неорганическую матрицу представляют собой трещиновато-пористую фильтрующую среду (двойная пористость в органической матрице); *б* – химическая реакция мгновенно освобождает весь занимаемый керогеном объем для содержащихся в нем до реакции флюидов и продуктов реакции; *в* – формирование новой эффективной трещиновато-пористой среды в неорганической матрице.

по разработке нефтяных месторождений. Построенная же в [Togucuk et al., 2013] нестационарная передаточная функция способна, по утверждению авторов, быть обобщена для описания многофазных композиционных процессов в сланцевых формациях. Тем не менее все больше внимания уделяется альтернативным подходам описания трещиновато-пористых сланцевых формаций.

К подобным подходам относится прежде всего метод MINC (Multiple Interacting Continua) [Alfi et al., 2014; Moridis, 2014]. Метод является обобщением модели двойной пористости на случай среды с многомасштабной трещиноватостью, которая моделируется разделением области течения на вложенные объемные элементы в соответствии с условием термодинамического равновесия в каждом из элементов. Для определения параметров взаимодействия между матрицей и трещиной (как в системе начальных объемов, так и в подсистемах) используется прямое численное моделирование неустановившихся пространственных течений в матричных блоках.

Другим подходом является концепция вычислительного апскейлинга [Gong et al., 2011]. Авторы этой работы моделировали систему трещин, построенную на основе геологических данных и результатов микросейсмических исследований, явно выделяя каждую трещину при помощи модели дискретных трещин DFM (Discrete Fracture Modeling). Расчетная сетка, построенная в процессе DFM, оказалась неподъемно детальной даже для современных вычислительных технологий, поэтому технология DFM использовалась совместно с концепцией укрупнения расчетной сетки MSR (Multiple Subregions – Множественные Субрегионы), налаживающей явную связь между дискретными трещинами и концепцией двойной пористости.

Третий подход продемонстрирован в [Hinkley et al., 2013; Alfi et al., 2014], где сланцевая формация была разделена на керогеновую составляющую, неорганическую матрицу, микротрещины и макротрещины. В обеих работах крупно- и среднемасштабные трещины описываются индивидуально с допущением наличия внутренней структуры у каждого элемента сетки – представительного элементарного объема исходной модели, представляющего собой пористую микротрещиноватую среду, в которой передаточные функции вычисляются неявно моделированием на микромасштабных сетках, соответствующих в конечном итоге однородному по отношению к трещинам представительного элементарного объема.

Последнее обстоятельство не позволяет описывать трещины на масштабе керогеновых включений, а также учитывать существенные для этих масштабов особенности сланцевых формаций. Для снятия этого ограничения необходимо на стадии препроцессинга развивать на микро- и наномасштабах модели мультипористости (в смысле классического первого подхода) с учетом перечисленных выше механизмов массообмена, специфических для сланцевых формаций. Для калибровки передаточных функций потребуется проведение нанохимико-механических лабораторных экспериментов.

МОДЕЛИ ДЕФОРМИРУЕМЫХ ТРЕЩИНОВАТЫХ ФОРМАЦИЙ

Описанная в предыдущем разделе модель двойной пористости не учитывала деформируемости горных пород и трещин. Эта модель могла использовать про-

стые зависимости сжимаемости матрицы от давления, статическое приближение для проницаемости трещин. В девяностые годы было опубликовано сразу несколько различных моделей, расширяющих модели двойной пористости на случай деформируемости вмещающих пород [Chen, Teufel, 1997].

Для построения этого расширения следует к уравнениям модели двойной пористости добавить уравнение равновесия эффективных напряжений в поле внешних сил, а также уравнения для пористости [Khalili, Valliappan, 1996], представляющие условие совместного деформирования твердой и жидкой фаз. Как отмечалось в разделе, посвященном особенностям моделирования гидрогеомеханических процессов, возникающих при разработке нетрадиционных коллекторов, влияние керогена и его фазовых превращений на упруго-прочностные свойства и фильтрационные свойства породы является одной из отличительных особенностей сланцевых формаций, не учтенных в цитированных выше работах по расширению моделей двойной пористости на деформируемый случай. В стандартных условиях кероген представляет из себя твердое вещество, связанное с неорганическим скелетом прочными механическими связями. Такие связи позволяют породе перераспределять механические и термические нагрузки между керогеном и неорганическим скелетом, приводя к комплексному формированию напряженно-деформированного состояния в пласте. При расчете напряженно-деформированного состояния следует также иметь в виду, что фазовые превращения керогена могут также повлиять на упруго-прочностные характеристики среды через изменение структуры трещин в органической и неорганической частях скелета. Континуум трещин можно считать сформированным из нескольких множеств трещин, в каждом из которых содержится некоторое количество одинаково направленных трещин с одинаковой апертурой, но различным распределением в объеме породы. Каждое множество трещин характеризуется собственным коэффициентом жесткости, определяющим реакцию трещин на приложенное напряжение. Данный коэффициент позволяет неявно идентифицировать тип материала, окружающего трещины. К примеру, одно значение коэффициента жесткости соответствует трещинам в керогене, а другое значение соответствует трещинам в неорганическом скелете. Фазовые трансформации керогена приводят к изменению в количестве трещин в множествах, соответствующих керогену: если часть керогена переходит в жидкую фазу, то содержащиеся в нем трещины исчезают и должны быть исключены из соответствующего множества. Другой, не менее важный эффект заключается в изменении апертуры трещин и, возможно, их направления. В таком случае изменившиеся трещины уже не будут соответствовать параметрам того множества, в котором они находятся: они должны либо переноситься в существующие множества с более подходящими параметрами, либо формировать новое множество. Классическое уравнение пористости [Khalili, Valliappan, 1996] и его более поздние модификации [Chen, Teufel, 1997] не описывают эти процессы.

Модификация уравнения пористости с учетом перечисленных эффектов представляет фундаментальную проблему в подходе двойной пористости деформируемых сланцевых формаций, связанную с упомянутой в разделе, посвященном основным принципам моделирования гидрогеомеханических процессов, возникающих при разработке месторождений, проб-

лемой согласованного условия совместного деформирования фаз. Поэтому основой для описания перечисленных физико-химических процессов в сланцевых формациях должна служить термодинамически согласованная многофазная многокомпонентная модель деформации породы, течения в ней флюидов и протекающих при этом химических и сорбционных процессов. Единственной известной нам термодинамически согласованной моделью, основанной на эйлеровом подходе, является модель, интенсивно развиваемая в последнее время профессором Ю.Ю. Подладчиковым и его учениками [Yarushina, Podladchikov, 2015], где проблема определения условия совместного деформирования фаз решается добавлением в тождество Гиббса вдоль материальной траектории элемента сплошной среды члена, непосредственно описывающего изменение пористости, что является, по сути, нестандартным (но допустимым) приемом в термодинамическом формализме построения многофазных моделей сплошной среды [Мясников, 2013]. Хотя не предполагается, что внутренняя энергия является полным потенциалом своих переменных, подход, основанный на модифицированном тождестве Гиббса, позволяет сформулировать уравнение для пористости как одно из замыкающих уравнений состояния многофазной системы. В настоящее время модель не учитывает влияния трещиноватости на фильтрационно-емкостные и упруго-прочностные параметры среды, так что может использоваться в качестве базовой на нано- и микроуровнях (в предположении об однородности представительного элементарного объема по отношению к трещинам на этих масштабах) с последующим численным апскейлингом.

Дополнением и представляющей несомненный интерес альтернативой является подход [Bagheri, Settari, 2005], реализующий итерационную процедуру сопряжения гидродинамического и геомеханического модулей в трещиноватых формациях. В отличие от классических моделей двойной пористости деформируемых формаций, а также модели [Yarushina, Podladchikov, 2015], в которых реализована процедура полного сопряжения, при итерационном сопряжении нет необходимости выписывать явно уравнение для пористости (описание различных методик сопряжения гидро- и геомеханических модулей в пластовых симуляторах дано в [Jalali, Dusseault, 2008; Rodriguez, Hernandez, 2011]). Процедура построения модели [Bagheri, Settari, 2005] основана на концепции эквивалентной среды, ведущей себя под нормальной и сдвиговой нагрузкой эквивалентно исходной среде, состоящей из поровой системы матрицы и микротрещин. Фактически рассматривается подход к построению геомеханической модели двойной пористости, свободной от проблемы совместного деформирования фаз и отличающейся от перечисленных выше предоставляемой возможностью моделировать напряженно-деформированное состояние трещиновато-пористой среды с помощью вычислительных ресурсов классической механики твердого тела, в том числе и механики разрушения.

Моделирование и расчет параметров напряженно-деформированного состояния в рамках данной модели осуществляется в два этапа (масштаба). На первом этапе находятся матрица жесткости (обратная матрица податливости) для каждой такой подобласти на основе полуаналитической энергетической процедуры осреднения [Huang et al., 1995]. Далее на основе найденных эффективных механических параметров в подобластях

решается задача о нахождении напряженно-деформированного состояния во всей области. После этого на основе рассчитанных локальных напряжений решается задача о деформировании трещин в каждой из подобластей для определения их апертур, соответствующих текущему локальному напряженно-деформированному состоянию в окрестности трещины. Наконец, рассчитанные апертуры используются при вычислении пористости и проницаемости трещиноватой среды, которые передаются в гидродинамический симулятор на основе модели двойной пористости, который определяет поле давлений во всей модели. Затем на основе рассчитанных давлений в матрице и трещиноватой среде определяется среднее давление в эффективном континууме и повторяется расчет напряженно-деформированного состояния и параметров геомеханической модели.

Подход [Bagheri, Settari, 2005] основан на предположении о равенстве при малых деформациях упругой энергии, заключенной внутри представительного элементарного объема, для исходного и осредненного материалов либо при граничных нагрузках, либо при одинаковых перемещениях границы представительной области, если задать эти перемещения как линейные функции координат. Подход может быть обобщен на случай конечных деформаций для пористых материалов с упругой матрицей, однако для неупругих материалов (например, содержащих зоны пластичности в окрестности пор) этот подход неприменим [Mercier et al., 2012].

Для нахождения упруго-прочностных свойств эффективного материала для выделенного представительного элементарного объема и определенного для него эффективной матрицей жесткости численно решается определенное количество последовательностей краевых задач теории упругости [Smit, Brekelmans, Meijer, 1998]. Каждая последовательность решаемых задач соответствует определенному виду тензора деформаций эффективного материала (одноосные напряжения, сдвиги вдоль плоскостей и их комбинация). В свою очередь, разные задачи в рамках одной последовательности различаются величиной деформации. Затем напряжения усредняются по представительному элементарному объему и эффективные определяющие соотношения строятся как зависимость между средними деформациями и напряжениями в виде

$$\sigma_{mn}^e = C_{mnij}^e \varepsilon_{ij}^e + C_{mnijkl}^e \varepsilon_{ij}^e \varepsilon_{kl}^e.$$

Второе слагаемое в данном выражении отражает нелинейную поправку к эффективным модулям, позволяющую учесть различного рода нелинейности (физические, контактные, геометрические) на микроуровне [Левин и др., 1997].

Решить краевую задачу нелинейной упругости для области, содержащей большое количество близко расположенных пор или трещин с учетом взаимодействия между ними, затруднительно. Поэтому при расчетах осреднение по представительной области заменяется осреднением по представительному ансамблю реализаций [Mauge, Kachanov, 1994]. Размер области, по которой проводится осреднение, выбирается таким, чтобы в этой области содержалось сравнительно небольшое количество пор и/или трещин, и рассматривается множество (ансамбль) таких областей одинакового размера, в которых поры/трещины расположены по-разному. Для каждой из этих областей решается краевая задача нелинейной упругости [Левин, Зингер-

ман, 2002], проводится осреднение по описанной выше методике, определяются коэффициенты C_{mnij} , C_{mnijkl} и находятся осредненные по ансамблю коэффициенты. Преимуществом данной схемы является то, что она позволяет вычислить эффективные модули при различных пористостях и трещиноватостях, не решая заново краевые задачи, а меняя только вероятность распределения. Отметим, что при учете влияния трещин необходимо также учитывать их ориентацию [Tsukrov, 2000].

Для оценки эффективной прочности нужно прикладывать к представительному объему нагрузки разного вида и величины и выяснять, при каких нагрузках произойдет разрушение. По всей видимости, можно ограничиться заданием напряжений или деформаций на границе представительного объема в главных осях, чтобы уменьшить объем вычислений. Для представительного объема трещиновато-пористого материала, эффективные характеристики которого уже определены в соответствии с описанной выше методикой, предлагается следующий алгоритм для расчета его эффективных прочностных характеристик. Сначала задается множество видов нагружения в пространстве деформаций или напряжений, которое трехмерно, если задавать нагружения в главных осях. Каждому виду нагружения будет соответствовать луч в этом пространстве, выходящий из начала координат, а множество всех видов нагружения составляет множество точек пересечений каждого из лучей с единичной сферой в этом пространстве. Для полной параметризации определения упруго-прочностных характеристик предлагается построить на единичной сфере сетку из меридианов и параллелей и взять для задания видов нагружения множество узлов этой сетки. Затем для каждого вида нагружения задается последовательность нагрузок, начиная с нулевой, с некоторым шагом. Решаются краевые задачи теории упругости для этих нагрузок до тех пор, пока при некоторой нагрузке не произойдет разрушение представительного объема. В результате на каждом луче в пространстве нагружения будет определена точка, лежащая на поверхности разрушения. Таким образом, будет найдено множество точек поверхности разрушения по данным вычислительных экспериментов. Наконец, задается эффективный критерий разрушения (прочность эффективного материала) в виде функции главных напряжений, зависящей от неизвестных параметров, и эти параметры определяются методами теории приближения функций по найденным точкам поверхности разрушения.

При реализации данного алгоритма возникает вопрос о корректном определении момента разрушения представительного элементарного объема. Для этого может быть использован критерий, позволяющий определить область разрушения (например, критерий, предложенный в [Левин, Морозов, 2007]), а также некоторое дополнительное условие, позволяющее по форме области разрушения определить, произошло ли разрушение представительного элементарного объема. Можно, например, считать, что объем разрушен, если возникает сплошная область разрушения, проходящая от одной его границы до противоположной, или считать объем разрушенным, если разрушена определенная его доля. Поэтому описанный алгоритм предлагается применять совместно с подходом, который дан в [Коноваленко и др., 2009], где для моделирования поэтапного разрушения хрупких пористых материалов используется эффективная функция отклика клеточ-

ного автомата, полученная путем прямого моделирования на представительном объеме пористой среды. Этот метод позволяет моделировать механическое поведение хрупких пористых сред от момента зарождения первых повреждений вплоть до полного разрушения образца. Представленные в [Коноваленко и др., 2009] тестовые расчеты наглядно демонстрируют, что такая модель позволяет описывать деформирование и разрушение пористых сред с иерархической многоуровневой и многомасштабной поровой структурой. Интересным результатом проведенных численных экспериментов является обнаруженная зависимость режима разрушения пористого образца (хрупкий или квазивязкий) от начальной поровой структуры: скорость накопления повреждений может иметь пороговый характер для образцов с регулярным расположением пор, в то время как в образцах со стохастической пористостью может отсутствовать фаза быстрого распространения магистральной трещины и резкого падения несущей способности, характерная для хрупкого разрушения, что позволяет говорить о квазивязком процессе разрушения, обусловленном исключительно структурой порового пространства, а не свойствами матрицы.

Описанная методика нахождения упруго-прочностных свойств пористых материалов является, пожалуй, единственной эффективной на сегодняшний день альтернативой термодинамически согласованным моделям [Yarushina, Podladchikov, 2015], поскольку при том же масштабе апскейлинга аппелирует лишь к упруго-прочностным свойствам материала. Если эффективные прочностные свойства определены, и наряду с упругими характеристиками среды построена поверхность текучести (упругости), классические упруго-пластические модели [Stefanov et al., 2011] могут быть привлечены для описания механики трещиновато-пористых сланцевых пород.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

С точки зрения технологии исследований и разработки коллекторов, нефтегазовая геомеханика как научно-техническая дисциплина дает информацию о распределении напряжений и о характере их воздействия на резервуар и окружающие его породы, правильный учет которой позволяет минимизировать риск катастрофических последствий выбранного сценария технологического воздействия на формацию [Andersen, 1995; Simon, Podladchikov, 2013]. Хотя изначально нефтегазовая геомеханика в основном изучала процессы на околоскважинном масштабе, сейчас стало очевидно, что они часто обусловлены перераспределением напряжений на масштабе разрабатываемого месторождения [Kuzmina et al., 2009]. Поэтому важной задачей нефтегазовой геомеханики является выработка простых рецептов (прокси-решений), позволяющих инженеру находить решения практических задач на масштабе скважины, учитывая все важные крупномасштабные факторы наиболее эффективным образом. Одним из решений этой задачи является численная реализация определяющих уравнений в наиболее общем виде, с неизменным выделением линеек определяющих параметров различной природы (физических, вычислительных, геометрических), последовательное отключение (или подключение) которых позволяет упростить (или усложнить) модель для оптимально необходимого уровня [Мельникова, 2010]. Следуя этой парадигме,

в работе предложен новый подход для моделирования физических процессов различного уровня сложности, протекающих в сланцевых формациях, в том числе фазовые превращения керогена, являющегося фильтрующей средой, под действием химических реакций. В основе подхода лежит описание трещиноватости, основанное на классификации масштабных характеристик формации по отношению к представительному элементарному объему, которое допускает возможность моделирования во всем диапазоне изменения этого отношения, а также построения быстрых прокси-решений. Учет геомеханических эффектов реализуется в модели тремя способами, выбор которых осуществляется пользователем в соответствии с целями моделирования и отношением масштаба трещиноватости к представительному элементарному объему. Это:

1) термодинамически самосогласованное сопряжение гидрогеомеханических эффектов;

2) полное сопряжение гидрогеомеханических эффектов в концепции взаимодействующих континуумов;

3) частичное сопряжение гидрогеомеханических эффектов в концепции взаимодействующих континуумов с препроцессинговым определением эффективных упруго-прочностных характеристик.

Для определения упруго-прочностных характеристик предложен новый алгоритм, основанный на численном построении эффективных определяющих соотношений и численном построении поверхности разрушения для представительного элементарного объема.

Работа выполнена в рамках проекта № 14.581.21.0008. при финансовой поддержке Министерства образования и науки Российской Федерации, шифр проекта – RFMEFI58114X0008.

Литература

Коноваленко И.С., Смолин А.Ю., Никонов А.Ю., Псахье С.Г. Многоуровневое моделирование деформации и разрушения хрупких пористых материалов на основе метода подвижных клеточных автоматов // *Физическая мезомеханика*. 2009. Т. 12, № 5.

Левин В.А., Зингерман К.М. Плоские задачи теории многократного наложения больших деформаций. Методы решения. М.: Физматлит, 2002. 272 с.

Левин В.А., Лохин В.В., Зингерман К.М. Об одном способе оценки эффективных характеристик пористых тел при конечных деформациях // *Известия РАН. Механика твердого тела*. 1997. № 4. С. 45–50.

Левин В.А., Морозов Е.М. Нелокальные критерии для определения зоны предразрушения при описании роста дефекта при конечных деформациях // *Доклады РАН*. 2007. Т. 415, № 1. С. 52–54.

Мельникова Ю.С. Моделирование инерционных эффектов фильтрации в газоконденсатных течениях в призабойной зоне. Выпускная квалификационная работа на степень магистра. Долгопрудный: МФТИ, 2010. 26 с.

Мясников А.В. Обзор современного состояния нефтегазовой геомеханики // *Петрофизическое моделирование осадочных пород*. 2012.

Мясников А.В. Принципы построения самосогласованных гидро-геомеханических моделей многофазных физических процессов в пласте и скважине // *Петрофизическое моделирование осадочных пород*. 2013.

Мясников А.В., Осипов К.С., Ярушина В.М., Гуревич Б.Я., Сбойчаков А.М. Реологический мониторинг распростра-

нения волн в многофазных многокомпонентных средах // *Физическая мезомеханика*. 2007. Т. 10, № 1. С. 73–86.

Нигматулин Р.И. Основы механики гетерогенных сред. М.: Наука, 1978.

Abushaikh A.S., Gosselin O.R. Matrix-Fracture Transfer Function in Dual-Media Flow Simulation: Review, Comparison and Validation // SPE-113890-MS, SPE Europec/EAGE Annual Conference and Exhibition. Rome, Italy. 2008.

Akkutlu I.Y., Fathi E. Multiscale Gas Transport in Shales With Local Kerogen Heterogeneities // SPE-146422-PA, SPE Journal Paper. 2012. P. 1002–1011.

Alfi M., Yan B., Cao Y., An C., Wang Y., He J., Killough J.E. How to Improve our Understanding of Gas and Oil Production Mechanisms in Liquid-rich Shale // SPE-170959-MS, SPE Annual Technical Conference and Exhibition. The Netherlands, Amsterdam. 2014.

Ambrose R.J., Hartman R.C., Diaz Campos M., Akkutlu I.Y., Sondergeld C. New Pore-scale Considerations for Shale Gas in Place Calculations // SPE-131772-MS, SPE Unconventional Gas Conference. Pittsburgh, Pennsylvania, USA. 2010.

Andersen M.A. Petroleum Research in North Sea Chalk: RF-Rogaland Research. 1995.

Bagheri M., Settari A. Modeling of Geomechanics in Naturally Fractured Reservoirs // SPE-93083-MS, SPE Reservoir Simulation Symposium, Houston, USA. 2005.

Baikov V.A., Davletbaev A.Y., Ivaschenko D.S. Non-Darcy Flow Numerical Simulation and Pressure/Rate Transient Analysis for Ultra-Low Permeable Reservoirs // 171174-RU, Society of Petroleum Engineers. 2014.

Barenblatt G.I., Zheltov I.P., Kochina I.N. Basic Concepts in the Theory of Seepage of Homogeneous Liquids in Fissured Rocks // *J. Appl. Math. Mech.* 1960. V. 24. P. 1286–1303.

Biot M.A. New Variational Lagrangian Irreversible Thermodynamics with Application to Higher Viscous Flow, Reaction-Diffusion and Solid Mechanics: Academic Press, 1984. V. 24.

Britt L.K., Schoeffler J. The Geomechanics Of A Shale Play What Makes A Shale Prospective // SPE-125525-MS, SPE Eastern Regional Meeting. 2009.

Bustin R.M., Bustin A.M.M., Cui A., Ross D., Pathi V.M. Impact of Shale Properties on Pore Structure and Storage Characteristics // SPE-119892-MS, SPE Shale Gas Production Conference. Texas, USA. 2008.

Chen H.Y., Teufel L.W. Coupling Fluid-Flow and Geomechanics in Dual Porosity Modeling of Naturally Fractured Reservoirs // SPE 38884, SPE Annual Technical Conference & Exhibition. San Antonio, TX. 1997.

Chu L., Ye P., Harmawan I.S., Du L., Shepard L.R. Characterizing and Simulating the Nonstationariness and Nonlinearity in Unconventional Oil Reservoirs: Bakken Application SPE Canadian Unconventional Resources Conference. 2012.

Dahi Taleghani A., Ahmadi M., Wang W., Olson J.E. Thermal Reactivation of Microfractures and its Potential Impact on Hydraulic-Fracture Efficiency SPE Journal. 2014. P. 761–770.

Deirieh A. Statistical nano-chemo-mechanical assessment of shale by wave dispersive spectroscopy and nanoindentation // Master of Science in Civil and Environmental Engineering: Massachusetts Institute of Technology. 2011.

Gale J.F.W., Reed R.M., Holder J. Natural fractures in the Barnett Shale and their importance for hydraulic fracture treatments American Association of Petroleum Geologists Bulletin. 2007. V. 91.

Gong B., Karimi-Fard M., Durlofsky L.J. Upscaling Discrete Fracture Characterizations to Dual Porosity, Dual Permeability Models for Efficient Simulation of Flow With Strong Gravitational Effects // 102491-PA, SPE Journal. 2008. V. 13, N 1. P. 58–67.

- Gong B., Qin G., Douglas C., Yuan S.** Detailed Modeling of the Complex Fracture Network and Near-well Effects of Shale Gas Reservoirs // 142705-MS, SPE Conference Paper. 2011.
- Grieser W.V., Wheaton W.E., Magness W.D., Blauch M.E., Loghry R.** Surface Reactive Fluid's Effect on Shale // SPE-106815-MS, SPE Production and Operations Symposium. Oklahoma City, Oklahoma, USA. 2007.
- Guo C., Wei M., Chen H., He X., Bai B.** Improved Numerical Simulation for Shale Gas Reservoirs // OTC-24913-MS, Offshore Technology Conferences Asia. Kuala Lumpur, Malaysia. 2014.
- Hinkley R., Gu Z., Wong T., Camilleri D.** Multi-Porosity Simulation of Unconventional Reservoirs // SPE-167146-MS, SPE Unconventional Resources Conference. Calgary, Alberta, Canada. 2013.
- Huang T.H., Chan C.H., Yang Z.Y.** Elastic Moduli for Fractured Rock Mass Rock Mechanics and Rock Engineering. 1995. V. 28, N 3. P. 135–144.
- Jalali M., Dusseault M.** Coupled Fluid-Flow And Geomechanics In Naturally Fractured Reservoirs // ISRM-ARMS5-2008-153, 5th Asian Rock Mechanics Symposium. Tehran, Iran. 2008.
- Jeffrey R.G., Zhang X., Thiercelin M.J.** Hydraulic Fracture Offsetting in Naturally Fractured Reservoirs: Quantifying a Long-Recognized Process // SPE-119351-MS, SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference. The Woodlands, Texas, USA. 2009.
- Kazemi H., Merrill L.S.** Numerical Simulation of Water Imbibition in Fractured Cores SPE Journal. 1979. P. 175–182.
- Khalili N., Valliapan S.** Unified theory of flow and deformation in double porous media // European Journal of Mechanics. 1996. V. 15, N 2. P. 321–336.
- Kuila U., Prasad M.** Understanding Pore-Structure And Permeability In Shales // SPE-146869-MS, SPE Annual Technical Conference and Exhibition. Denver, Colorado, USA. 2011.
- Kuzmina S., Butula K.K., Nikitin A.** Reservoir Pressure Depletion and Water Flooding Influencing Hydraulic Fracture Orientation in Low-Permeability Oilfields // 120749-MS, SPE European Formation Damage Conference. Scheveningen, The Netherlands. 2009.
- Mauge C., Kachanov M.** Effective elastic properties of an anisotropic material with arbitrary oriented interacting cracks // J. Mech. Phys. Solids. 1994. V. 42, N 4. P. 561–584.
- Mayerhofer M.J., Lolon E.P., Warpinski N.R., Cipolla C.L., Walser D., Rightmire C.M.** What is stimulated reservoir volume? // 119890-PA, SPE Production and Operations. 2010.
- Mercier S., Molinari A., Berbenni S., Berveiller M.** Comparison of different homogenization approaches for elastic-viscoplastic materials. Modeling and Simulation // Material Science and Engineering. 2012. V. 20. P. 024004.
- Mohaghegh S.D.** A Critical View of Current State of Reservoir Modeling of Shale Assets // SPE-165713-MS, SPE Eastern Regional Meeting. Pittsburgh, Pennsylvania, USA. 2013.
- Mokhtari M., Tutuncu A.N., Kazemi H.** Integrated Study on Tensile Fracture Mechanics and Subsequent Flow in Naturally-Fractured Niobrara Shale // 2014-7126. ARMA. 2014.
- Moridis G.** Evaluation of Strategies for Enhancing Production of Low-Viscosity Liquids From Tight/Shale Reservoirs // SPE 169479-MS, SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference. 2014.
- Newsham K.E., Rushing J.A.** An Integrated Work-Flow Model to Characterize Unconventional Gas Resources: Part I-Geological Assessment and Petrophysical Evaluation // SPE 71351, Annual Technical Conference. New Orleans, Louisiana, USA. 2001.
- Oort E.V., Vargo R.** Improving Formation-Strength Tests and their interpretation // 105193-MS, SPE Drilling & Completion. 2008. P. 284–294.
- Ortega O., Marrett R.** Prediction of Macrofracture Properties Using Microfracture Information, Mesaverde Group Sandstones, San Juan Basin, New Mexico // Journal of Structural Geology. 2000. V. 22, N 5. [http://dx.doi.org/10.1016/S0191-8141\(99\)00186-8](http://dx.doi.org/10.1016/S0191-8141(99)00186-8). 571-588.
- Panfilov M.** Macroscopical Models of Flow Through Heterogeneous. Media Kluwer, 2000.
- Plumb R., Edwards S., Pidcock G., Lee D., Stacey B.** The Mechanical Earth Model Concept and Its Application to High-Risk Well Construction Projects // 59128-MS, SPE/IADC Drilling Conference. 2000.
- Rickman R., Mullen M., Petre E., Grieser B., Kundert D.** A Practical Use of Shale Petrophysics for Stimulation Design Optimization: All Shale Plays Are Not Clones of the Barnett Shale // SPE 115258, Annual Technical Conference and Exhibition, Denver, CO, USA. 2008.
- Rodriguez Hernandez I.I.** Numerical Reservoir Simulation Coupled with Geomechanics State of the Art and Application in Reservoir Characterization // SPE-152364-STU, SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Denver, Colorado, USA. 2011.
- Segatto M., Colombo I.** Use of Reservoir Simulation to Help Gas Shale Reserves Estimation // IPTC-14798-MS, International Petroleum Technology Conference, Bangkok, Thailand. 2012.
- Simon N.S.C., Podladchikov Y.Y.** A consistent physical model predicting the formation of focused flow channels – application to CO₂ injection at Sleipner // EAGE SES 2013. 2013.
- Slatt R.M., Molinares-Blanco C., Amorocho J.D., Cabarcas C.L., Torres-Parada E.** Sequence Stratigraphy, Geomechanics, Microseismicity, and Geochemistry Relationships in Unconventional Resource Shales // SPE-2014-1934195-MS, SPE Unconventional Resources Conference. Denver, Colorado, USA. 2014.
- Smit R.J.M., Brekelmans W.A.M., Meijer H.E.H.** Prediction of the mechanical behavior of nonlinear heterogeneous systems by multi-level finite element modeling Computer Methods // Appl. Mech. and Eng. 1998. V. 155, N 1–2. P. 181–192.
- Soroush H.** Non-conventional Geomechanics for Unconventional Resources SPE Distinguished Lecture // SPE Northern Emirates Section. 2013.
- Stefanov Y.P., Chertov M.A., Aidagulov G.R., Myasnikov A.V.** Dynamics of inelastic deformation of porous rocks and formation of localized compaction zones studied by numerical modeling // J. of the Mech. and Phys. of Solids. 2011. V. 59. P. 2323–2340.
- Suarez-Rivera R., Burghardt J., Stanchits S., Edelman E., Surdi A.** Understanding the effect of rock fabric on fracture complexity for improving completion design and well performance // IPTC 17018. International Petroleum technology Conference. 2013.
- Thomas L.K., Dixon T.N., Pierson R.G.** Fractured Reservoir Simulation SPE Journal. 1983. P. 42–54.
- Torcuk M.A., Kurtoglu B., Alharthy N., Kazemi H.** Analytical Solutions for Multiple Matrix in Fractured Reservoirs: Application to Conventional and Unconventional Reservoirs SPE Journal. 2013. P. 969–981.
- Tsukrov I., Kachanov M.** Effective Moduli of an Anisotropic Material with Elliptical Holes of Arbitrary Orientational Distribution // International Journal of Solids and Structures. 2000. V. 37. P. 5919–5941.
- Wang Y., Yan B., Killough J.** Compositional Modeling of Tight Oil Using Dynamic Nanopore Properties // 166267-MS, SPE Annual Technical Conference and Exhibition. 2013.

Wiprut D., Zoback M. Constraining the full stress tensor from observations of drilling-induced tensile fractures and leak-off tests: Application to borehole stability and sand production on the Norwegian margin // International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences. 2000. V. 37. P. 317–336.

Wu K., Li X., Wang C., Yu W., Chen Z. A Model for Surface Diffusion of Adsorbed Gas in Nanopores of Shale Gas Reservoirs // OTC-25662-MS, Offshore Technology Conference. Houston, Texas, USA. 2015.

Xiong Y., Winterfield P.H., Wu Y.-S., Huang Z. Coupled Geomechanics and Pore Confinement Effects for Modeling Unconventional Shale Reservoirs // SPE-2014-1923960-MS, SPE Unconventional Resources Technology Conference. Denver, Colorado, USA. 2014.

Yarushina V.M., Podladchikov Y.Y. (De)compaction of porous viscoelastoplastic media: Model formulation // Journal of Geophysical Research: Solid Earth. 2015. <http://dx.doi.org/10.1002/2014JB011258>.

Yu W., Lashgari H., Sepehrnoori K. Simulation Study of CO₂ Huff-n-Puff Process in Bakken Tight Oil Reservoirs // SPE-169575-MS, Western North American and Rocky Mountain Joint Conference and Exhibition. Denver, Colorado, USA. 2014.

Zoback M.D., Apel R. Upper crustal strength inferred from stress measurements to 6 km depth in the KTB borehole Nature. 1993. V. 365. P. 633–635.

*Поступила в редакцию 31 июля 2015 г.,
в окончательном варианте – 10 сентября 2015 г.*

КОРОТКО ОБ АВТОРАХ

МИФТАХОВ Руслан Фанисович – аспирант Сколковского института науки и технологий.
E-mail: R.Miftakhov@skoltech.ru

МЯСНИКОВ Артем Вениаминович – доктор физико-математических наук, главный научный сотрудник Сколковского института науки и технологий.
E-mail: A.Myasnikov@skoltech.ru; тел. +7(910)463-73-55.

ВЕРШИННИН Анатолий Викторович – кандидат физико-математических наук, доцент Московского государственного университета им. М.В. Ломоносова.
E-mail: versh1984@mail.ru

ЧУГУНОВ Святослав Сергеевич – PhD, старший научный сотрудник Сколковского института науки и технологий.
E-mail: S.Chugunov@skoltech.ru

ЗИНГЕРМАН Константин Моисеевич – доктор физико-математических наук, профессор Национального исследовательского ядерного университета “МИФИ”
E-mail: zingerman@rambler.ru.