

Учет геомеханических эффектов при моделировании процессов разработки месторождений углеводородов

И.М. Индрупский*, Д.П. Аникеев**, Э.С. Закиров, Ю.В. Алексеева

Институт проблем нефти и газа РАН, г. Москва, Россия

E-mail: *i-ind@ipng.ru, **anikeev@ipng.ru

Аннотация. В статье представлен обзор математических моделей и функциональных возможностей, предоставляемых современными программами моделирования течения флюидов в залежах углеводородов (гидродинамическими симуляторами) для учета геомеханических эффектов, сопровождающих процессы разработки месторождений. Рассмотрены особенности учета изменения фильтрационно-емкостных свойств пласта при изменении давления флюида, модульный и сопряженный подходы к совместному моделированию гидродинамических и геомеханических процессов, возможности учета специальных геомеханических эффектов, таких как эрозия и влияние на образование новых и характеристики существующих трещин. Отмечены возможные направления дальнейшего развития данного направления в моделировании.

Ключевые слова: численное моделирование, гидродинамическое моделирование, геомеханические эффекты, зависимость пористости и проницаемости от давления, гистерезис, сопряженное моделирование, напряжения, эффективные напряжения, деформации, критерии прочности, трещины, эрозия.

Для цитирования: Индрупский И.М., Аникеев Д.П., Закиров Э.С., Алексеева Ю.В. Учет геомеханических эффектов при моделировании процессов разработки месторождений углеводородов // Актуальные проблемы нефти и газа. 2022. Вып.4(39). С. 75–102. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2022-39.art7>

Введение

Пласты-коллекторы, содержащие залежи углеводородов, находятся в напряженно-деформированном состоянии под действием механических сил в массиве горной породы и давления флюидов в порах. В процессе разработки месторождения из-за изменения порового давления и ряда других факторов порода деформируется относительно начального состояния, что выражается как в текущих значениях фильтрационно-емкостных параметров (ФЕС) коллектора – пористости, проницаемости, так и в распределении напряжений и деформаций в массиве пласта и вышележащих пород. Эти геомеханические эффекты, с одной

стороны, влияют на фильтрационные процессы – динамику распределения давления и насыщенностей флюидами. С другой стороны, их важно учитывать для прогнозирования развития существующих и возникновения новых трещин в породах коллектора и покрышки залежи, осадок дневной поверхности или дна моря над разрабатываемым месторождением, разрушения коллектора в призабойных зонах с выносом частиц породы в скважины (пескопроявлений) и др. Учет геомеханических эффектов при моделировании процессов разработки месторождений является обязательной опцией всех современных гидродинамических симуляторов.

Существуют развитые пакеты геомеханического моделирования, используемые для решения различных задач: прогнозирования параметров тектонических разломов и естественных трещин, расчета устойчивости стволов скважин в процессе бурения и др. В основном, они опираются на статические модели механики горных пород в 1D и 3D постановке. Отдельное направление представляют собой симуляторы гидравлического разрыва пласта (ГРП), используемые для расчета дизайна и оптимизации параметров ГРП, где геомеханическая модель дополняется расчетами закачки жидкости разрыва и переноса проппанта.

В отличие от перечисленных задач, расчет геомеханических эффектов при разработке месторождений предполагает тесную взаимосвязь с полнофункциональным гидродинамическим моделированием и необходимость учета изменения напряженно-деформированного состояния на том же масштабе времени. Полностью сопряженное 3D гидродинамическое-геомеханическое моделирование представляет собой крайне ресурсоемкую задачу с рядом методических и численных сложностей, которые будут описаны ниже. В то же время во многих случаях существенными являются только отдельные геомеханические эффекты, что позволяет значительно упростить их учет в рамках гидродинамического моделирования. Ниже сначала рассматриваются упрощенные подходы, а затем полнофункциональное гидродинамическое-геомеханическое моделирование.

1. Учет изменения ФЕС коллектора при изменении давления флюида

1.1. Поровое давление и эффективные напряжения

С точки зрения показателей разработки месторождения наиболее общим геомеханическим эффектом является деформация порового пространства коллектора при изменении давления флюидов в порах. В гидродинамическом моделировании он выражается в корректировке пористости и проницаемости в соответствии с локальными изменениями давления в отдельном сеточном блоке.

Согласно классическим моделям геомеханики, деформация порового пространства происходит под действием эффективных напряжений [1]:

$$\sigma' = \sigma - \alpha p I, \quad (1)$$

где σ' – тензор эффективных напряжений, σ – тензор горных напряжений (overburden pressure/overburden stress tensor), p – давление флюида в порах (поровое давление), α – коэффициент Био, I – единичный тензор.

Предполагая, что деформации массива горных пород при разработке месторождения достаточно малы и не приводят к значимым изменениям σ , можно считать ФЕС коллектора функцией p . Таким образом, в дальнейшем рассматривается задание пористости и проницаемости в зависимости от локального давления флюида. Тем не менее, в ряде случаев может быть удобнее задавать зависимости не от самой величины p , а от изменения давления относительно начального значения в данном блоке или от эффективного давления p' (вертикального главного эффективного напряжения σ'_{zz}).

Такой выбор регулируется соответствующими опциями во входных данных симулятора (например, ключевым словом ROCKOTS в симуляторах Schlumberger Eclipse и RFD tNavigator).

Случай $\alpha = 1$ в формуле (1) соответствует закону Терцаги, при котором изменение порового давления приводит к такому же по модулю (с обратным знаком) изменению главных эффективных напряжений. Обычно при проведении и интерпретации лабораторных измерений зависимости ФЕС от σ' неявно предполагают справедливость закона Терцаги. Хотя теоретически условие $\alpha = 1$ обосновано только для высокопористых неконсолидированных пород [2].

1.2. Линейно-упругие деформации.

Сжимаемость порового пространства

По умолчанию симуляторы используют наиболее простую модель деформации порового пространства – линейно-упругую. Изменение пористости рассчитывается через заданную величину сжимаемости порового пространства (rock compressibility) – ключевое слово ROCK в Eclipse/tNavigator, CROC в Aspentech (Roxar) Tempest MORE, IROCK в Haliburton (Landmark) Nexus:

$$c_r = -\frac{1}{m} \frac{dm}{dp}, \quad (2)$$

где m – коэффициент пористости сеточного блока, p – давление в блоке.

Начальное значение пористости предполагается соответствующим задаваемому опорному давлению p_0 . Текущее значение рассчитывается по одному или двум первым слагаемым разложения в ряд экспоненциальной зависимости пористости от давления, определяемой решением уравнения (2).

Как и для других свойств коллектора, можно учитывать неоднородность по

сжимаемости путем задания регионов (например, через слово ROCKNUM в Eclipse) или напрямую массивом значений по ячейкам модели (доступно, в частности, в Tempest MORE).

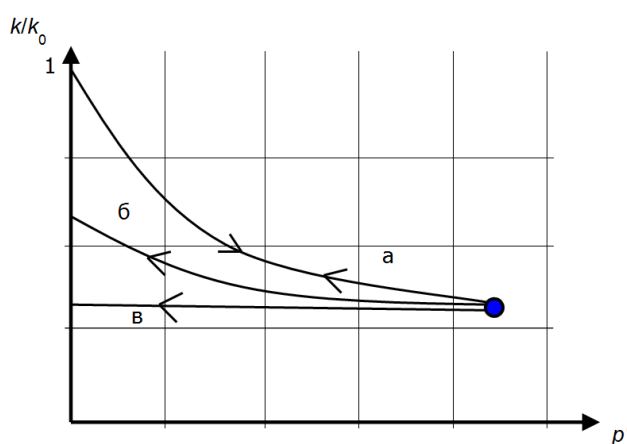
Ненулевая сжимаемость порового пространства практически всегда учитывается при гидродинамическом моделировании. Она сопоставима по величине со сжимаемостью пластовой воды и может вносить существенный вклад в перераспределение давления. Однако в рамках базовой модели линейно-упругих деформаций учет сжимаемости не приводит к учету изменения проницаемости. Также в большинстве случаев используется задание одного среднего значения сжимаемости для всей моделируемой залежи.

В монографии [3] обоснована целесообразность построения 3D геолого-гидродинамических моделей на основе концепции эффективного порового пространства (ЭПП). Базовой величиной пористости в ней является не открытая или общая пористость, а эффективная пористость, которая характеризует объем пор, не занятый гидродинамически неподвижной связанной водой. При построении моделей на основе концепции ЭПП в качестве сжимаемости порового пространства задается эффективная сжимаемость, определяющая изменение эффективного порового объема с изменением давления [3]. В публикации [4] предложен метод построения неоднородного распределения эффективной сжимаемости коллектора по данным геофизических исследований скважин, совместно с распределениями эффективной пористости и проницаемости. Показано, что учет неоднородности пласта по величине сжимаемости порового пространства может быть значимым при разработке нефтяной залежи в режиме истощения пластовой энергии.

1.3. Нелинейные упругие (обратимые) деформации

Во многих случаях необходимо учитывать нелинейность зависимости ФЕС коллектора от давления. В основном, это касается не пористости, а проницаемости, так как по умолчанию в модели линейных деформаций проницаемость принимается постоянной.

Согласно классическим представлениям, проницаемость коллектора снижается



с уменьшением давления флюида (увеличением эффективных напряжений). Эта зависимость часто описывается экспоненциальной функцией, однако, может иметь и иной вид. Для консолидированных поровых коллекторов (без трещиноватости) данная зависимость может быть обратимой, т. е. соответствовать нелинейным упругим деформациям порового пространства. Типичный вид подобной зависимости показан на рис. 1 (кривая *a*).

Рис. 1. Характерные зависимости множителя проницаемости (отношения текущего значения проницаемости k к начальному k_0) от эффективного давления p' :
a – обратимые (упругие) деформации,
б – частично обратимые деформации,
в – необратимые деформации.
 Стрелками показано направление изменения эффективного давления

Изменение ФЕС коллектора при упругих деформациях задается в виде таблиц значений множителей пористости m/m_0 и проницаемости k/k_0 от порового давления p или эффективного давления p' (индекс 0 соответствует значениям ФЕС при заданном опорном давлении) через ключевые слова ROCKTAB в Eclipse/tNavigator, KVSP в Tempest/tNavigator, CMT в Nexus. Возможно задание различных зависимостей по регионам модели.

Специальный случай нелинейных упругих деформаций рассматривается рядом симуляторов (Eclipse, tNavigator, Tempest MORE) для моделирования добычи метана из угольных пластов. Используется модель Палмера–Мансури (Palmer–Mansoori) [5]. В этой модели множители изменения пористости и проницаемости от давления включают не только составляющую

линейной сжимаемости, но и вклад адсорбционно-десорбционных процессов в соответствии с изотермой Ленгмюра.

1.4. Учет анизотропии

Как проницаемость, так и напряжения (горные и эффективные) описываются тензорными величинами. Горные напряжения существенно различаются по главным направлениям: их величины в плоскости напластования (боковые напряжения) существенно меньше вертикального горного давления. Следовательно, согласно соотношению (1), относительное изменение эффективных напряжений при изменении порового давления также различается по направлениям. Поэтому задание изотропной зависимости для множителя проницаемости является ограничено применимым приближением.

Особое значение анизотропия имеет в случаях, когда таблицы зависимости множителя проницаемости от давления используются для учета раскрытия или смыкания естественных трещин в трещиноватых породах, в частности, в карбонатных коллекторах, а также для приближенного учета эффекта от авто-ГРП – самопроизвольного формирования трещины при превышении давления гидроразрыва, с последующим ее раскрытием/смыканием при изменении порового давления.

В существующих симуляторах учет анизотропии зависимостей, показанных на рис. 1, ограничен ортотропным случаем. Предполагается, что главные оси тензоров проницаемости и напряжений совпадают с направлениями координатных осей сетки. Зависимость множителя проницаемости от давления может задаваться раздельно по трем координатным направлениям. Для этого используются или дополнительные столбцы таблицы (ключевое слово ROCKTAB в Eclipse/tNavigator), или отдельные таблицы по каждому направлению (ключевые слова KVPX, KVPY, KVPZ в Tempest/tNavigator).

Более общий случай учета анизотропии при изменении ФЕС в настоящее время доступен только через полноценное сопряженное гидродинамическое и геомеханическое моделирование. Возможность упрощенной реализации через обобщение зависимостей, показанных на рис. 1, не является очевидной, но она может представлять интерес для пластов с изменяющимися по площади направлениями главных напряжений и в случае сложных траекторий стволов скважин с авто-ГРП или естественных трещин. Таким образом, более полный учет анизотропии можно рассматривать как перспективную опцию при дальнейшем развитии гидродинамических симуляторов.

1.5. Неупругие деформации: необратимые, частично обратимые, циклические

Случаи б и в на рис. 1 соответствуют частично обратимым и необратимым деформациям. Они описываются через задание гистерезисных зависимостей множителей ФЕС от давления. В ряде экспериментальных работ показано, что подобное поведение наиболее выражено для коллекторов с наличием естественных трещин. В то время как для более плотных, чисто поровых коллекторов гистерезис обычно менее существенен [6, 7].

Задание гистерезисных зависимостей реализуется через расширенные таблицы множителей ФЕС от давления в рамках тех же или дополнительных ключевых слов симуляторов (ROCKTABH в Eclipse/tNavigator, KVSP в Tempest/tNavigator, CMT в Nexus). Доступно несколько моделей деформаций при циклическом изменении давления. В основном, в симуляторах реализованы две опции, представленные на рис. 2. В отличие от рис. 1, по горизонтальной оси отложено поровое давление.

В обеих моделях первичное снижение ФЕС при уменьшении давления описывается кривой сжатия. Рост ФЕС при последующем увеличении давления описывается кривыми упругости. Каждая из них соответствует своему положению точки, в которой уменьшение давления сменилось его увеличением. В обеих моделях вторичные процессы уменьшения и увеличения давления проходят вдоль кривой упругости до тех пор, пока вновь не будет достигнута стартовая точка и процесс не вернется на кривую сжатия.

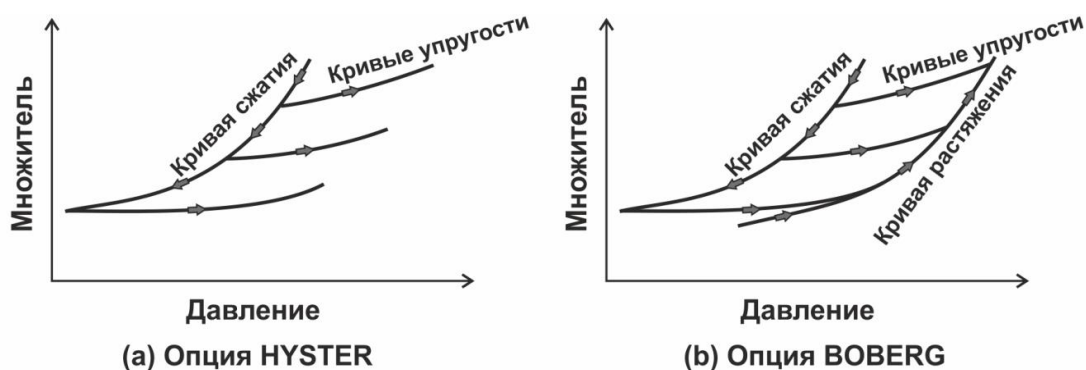


Рис. 2. Представления гистерезиса изменения ФЕС по моделям HYSTER и BOBERG (терминология ключевого слова ROCKTABW в Eclipse/tNavigator)

Модель HYSTER позволяет реализовать кривые рис. 1б и рис. 1в. Модель BOBERG основывается на работе [8]. В ней дополнительно вводится кривая растяжения, на которую процесс переходит при достижении максимального давления для данной кривой упругости. Как только направление изменения давления вновь меняется, происходит переход с кривой сжатия или растяжения на кривую упругости, соответствующую текущей точке. Таким образом, помимо гистерезиса из-за частично обратимых или необратимых деформаций после снижения давления, модель BOBERG учитывает возможность более интенсивного восстановления ФЕС по кривой растяжения при обратном повышении давления.

Более широкий набор опций для циклических деформаций предоставляет симулятор CMG STARS. Они предназначены для учета специфических эффектов при неизотермических процессах с закачкой теплоносителя (горячая вода, пар), о чем будет сказано ниже. Однако возможно их применение и в изотермических моделях.

1.6. Влияние водонасыщенности на деформации

По многочисленным лабораторным и промысловым данным отмечено, что на деформации коллектора влияет не только

поровое давление, но и водонасыщенность. Для карбонатных пород это выражается в эффекте «water induced compaction» (уплотнение под воздействием воды). Наиболее известное проявление данного эффекта и значительный объем исследований связаны с меловыми породами норвежского месторождения Ekofisk в Северном море [9]. В дальнейшем влияние уплотнения меловых пород под воздействием воды рассматривалось применительно к другим объектам [10], а также в качестве возможного механизма повышения нефтеотдачи при низкоминерализованном заводнении [11].

Учет данного эффекта не является общепринятым стандартом. Тем не менее, он доступен в качестве опции некоторых симуляторов (Eclipse, Nexus) через задание зависимости множителей ФЕС не только от давления, но и от водонасыщенности. Например, в Eclipse можно задать отдельную таблицу зависимости множителей пористости и проницаемости от водонасыщенности (ключевое слово ROCKTABW), которые будут учитываться совместно со значением соответствующего множителя от давления. Другая возможность – сразу задать зависимость множителей ФЕС в виде двумерных таблиц от давления и водонасыщенности (ROCK2D, ROCKWNOD).

В симуляторах, где зависимость деформаций от водонасыщенности не предусмотрена, возможен ее учет с использованием внешних или встроенных скриптов [12]. За счет гибкости такого подхода можно учитывать влияние и других факторов (например, минерализации воды), но ценой затрат на пересчет полей ФЕС на каждый опорный момент времени. При реализации встроенными скриптами (без необходимости выгрузки текущих результатов расчета в файлы и обратной загрузки) реализация может быть достаточно эффективной, а за счет локальности зависимостей – хорошо масштабироваться при параллельных вычислениях.

1.7. Особенности численной реализации

Зависимость множителей ФЕС от давления (и насыщенности) вносит дополнительную нелинейность в уравнения фильтрации. Поскольку все используемые в практическом моделировании схемы (полностью неявная, адаптивно неявная – АИМ, неявная по давлению и явная по насыщенности/подвижностям – IMPES/IMPЕМ) являются неявными по давлению, требуется учет соответствующих производных при построении матрицы Якоби системы нелинейных уравнений. Это вызывает существенные затруднения при учете гистерезиса деформаций. Кроме того, зависимость множителя проницаемости от давления может описываться существенно не гладкой функцией – например, в случае учета динамического раскрытия трещин при превышении давления разрыва.

Такие ситуации приводят к проблемам сходимости итераций при решении нелинейных систем и, как следствие, к сильному дроблению временного шага,

вплоть до «зависания» расчета. Также они являются «узкими местами» для масштабируемости задач большой размерности. По этой причине большинство симуляторов (Eclipse, Tempest, tNavigator) рассчитывают множители ФЕС явно, используя давление (и водонасыщенность) с прошлого временного слоя. Контроль устойчивости и согласованности расчета при этом ложится на пользователя. При быстрых изменениях давления даже в отдельных локальных областях может требоваться ограничение максимально допустимой величины временного шага.

В отдельных симуляторах (например, Nexus) явный или неявный учет множителей проницаемости в межблочных проводимостях зависит от выбранной схемы по времени (полностью неявная или IMPES/IMPЕМ). В проводимостях скважинных ячеек всегда используется неявная аппроксимация, что обусловлено наиболее быстрыми локальными изменениями давления.

1.8. Зависимость множителя проницаемости от изменения пористости

Изменение пористости от давления определяется объемными деформациями порового пространства коллектора и обычно достаточно хорошо оценивается по лабораторным данным или на основе теоретических моделей. Оценка влияния деформаций на изменение проницаемости значительно сложнее как в теоретическом, так и в экспериментальном плане. Дополнительную неопределенность вносит проблема ремасштабирования с масштаба образцов керна на характерный масштаб моделирования пластовых процессов.

В качестве приближенного подхода большинство симуляторов предоставляют возможность задавать в табличном виде только зависимость множителя пористости от давления и рассчитывать множитель проницаемости с учетом некоторых теоретических предположений о её связи с пористостью. Например, ключевое слово ROCKCOMP в Eclipse/tNavigator позволяет выбрать для зависимости множителя проницаемости от нормированного множителя пористости экспоненциальную функцию или степенную функцию, определяемую известным теоретическим уравнением Козени–Кармана [13]. Более широкий набор опций предоставляет симулятор CMG STARS, включая линейную интерполяцию в задаваемой пользователем таблице между опорными значениями множителя проницаемости (*PERMTAB) или его логарифма (*PERMTABLOG) и множителя пористости.

1.9. Учет влияния температуры

В неизотермическом случае механические деформации дополняются тепловыми. По умолчанию используется линейная зависимость пористости от изменения давления (через сжимаемость (2)) с отрицательной линейной поправкой на влияние температуры за счет термического расширения скелета породы:

$$m/m_0 = 1 + c_r(p - p_0) - c_T(T - T_0), \quad (3)$$

где T_0 – опорная температура, c_T – коэффициент температурного расширения скелета породы.

Дополнительные опции позволяют учесть нелинейную поправку для влияния температуры или перекрестное влияние изменений температуры и давления через

слагаемое вида

$$c_{rT}(p - p_0)(T - T_0).$$

В STARS/tNavigator доступен учет влияния температуры в более сложных моделях упруго-пластических деформаций и гистерезисных эффектов при циклических изменениях давления. Данная опция является альтернативной реализацией модели работы [8] по сравнению с показанной на рис. 2 опцией BOBERG в Eclipse/tNavigator. Дополнительно учитывается эффект термического расширения для кривых растяжения и упругости.

В STARS/tNavigator также можно учитывать независимое от давления влияние температуры на множитель проницаемости (*PERMSHALE). Предлагается таким образом описывать эффект растрескивания «неколлекторов» при термическом воздействии.

1.10. Учет ползучести

Ползучесть представляет собой явление продолжающихся во времени деформаций горной породы при постоянном напряженном состоянии. Для насыщенной пористой среды ползучесть проявляется при снижении давления ниже некоторого порогового уровня p_{cr} . Предполагается, что вклад ползучести в изменение порового объема ячейки описывается экспоненциальной релаксационной зависимостью от времени со стремлением к равновесному значению, зависящему от текущего давления p . Начальное значение порового объема для процесса релаксации определяется «мгновенной» деформацией, при которой пористость рассчитывается по текущему давлению в соответствии с описанными в пунктах 1.2–1.6 принципами.

Учет ползучести требует разделения непосредственного влияния времени на деформации от влияния изменений давления во времени, что вызывает определенные сложности при численной реализации. Также следует учитывать, что ползучесть играет существенную роль не для всех коллекторов и только на достаточно большом временном масштабе. Например, при длительном сохранении сниженного пластового давления в истощенной залежи со слабосцементированным коллектором. В настоящее время учет ползучести

реализован только в отдельных симуляторах (например, Nexus).

1.11. Ограничения текущих реализаций

Несмотря на широкий арсенал опций симуляторов для учета деформаций коллектора, они не позволяют описывать некоторые существенные эффекты. Примером являются экспериментальные данные изменения проницаемости при циклическом изменении давления, показанные на рис. 3 по данным работы [14].

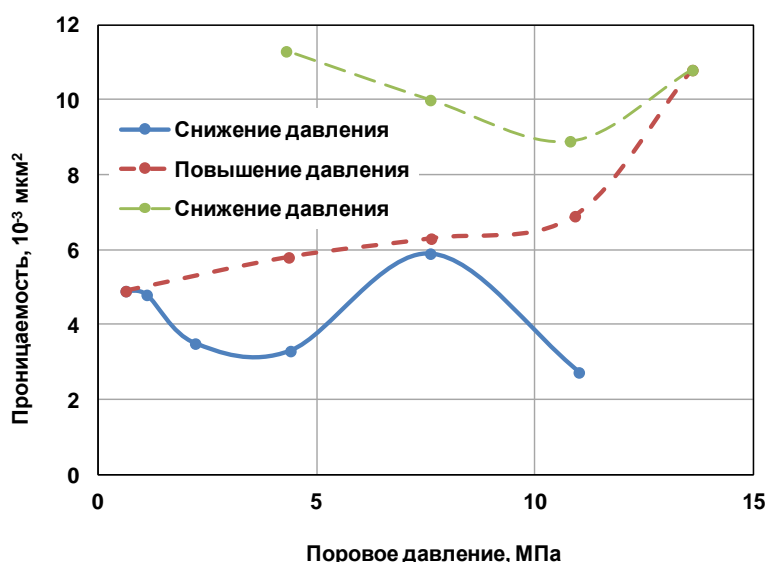


Рис. 3. Зависимость коэффициента проницаемости карбонатного образца от изменения порового давления в циклическом эксперименте

Эффект, наблюдаемый на рис. 3, связан с разуплотнением породы – возникновением микротрещин – под действием сжимающих эффективных напряжений при снижении порового давления ниже некоторого критического уровня (синяя кривая на рис. 3). При последующем повышении давления микротрещины раскрываются с ростом проницаемости (красная линия), и эффект частично или полностью сохраняется при обратном снижении давления (зеленая линия). Данный эффект, наиболее выраженный для карбонатных коллекторов, используется в методе циклического геомеханического воздействия [4], а также в

схожих методах: георыхления, направленной разгрузки пласта, гидродинамического сжатия пласта.

На рис. 4 показана аппроксимация данных рис. 3 в виде гистерезисной зависимости множителя проницаемости от давления. Использована опция HUYSTER ключевого слова ROCKTAVH в формате симуляторов Eclipse/tNavigator. Стадии первичного снижения и последующего повышения давления (синяя и красная линии на рис. 3) в целом воспроизведены корректно, с учетом ограничений на монотонность и принятой в данном случае линейной аппроксимации.

Стадия повторного снижения давления (зеленая линия на рис. 3) не может быть описана ни одной из доступных опций. Все они предполагают обратное движение вдоль кривой упругости

(в данном случае соответствует красной кривой на рис. 3) до возвращения на кривую сжатия (синяя кривая рис. 3), вместо требуемого движения по зеленой линии рис. 3.

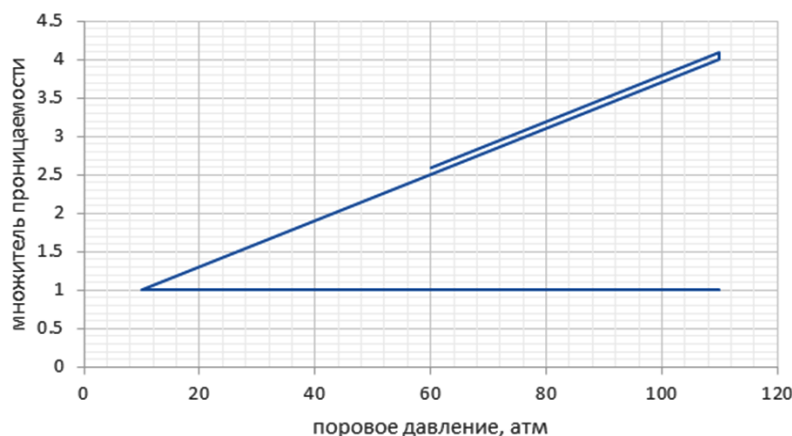


Рис. 4. Аппроксимация данных рис. 3 в виде зависимости множителя проницаемости от давления с использованием опции HUYSTER ключевого слова ROCKTABH

На текущий момент корректное воспроизведение данных рис. 3 и других подобных ситуаций в симуляторах возможно только путем написания встроенных или внешних скриптов. На каждом временном шаге необходимо производить обновление «куба» (распределения по ячейкам) множителя проницаемости на основе текущего «куба» давления, с учетом предыстории его изменения. Такое решение требует дополнительных усилий со стороны пользователя и вычислительно не эффективно. В рамках дальнейшего развития симуляторов целесообразно предоставление более гибких возможностей для учета гистерезиса деформаций (изменения ФЕС при циклическом изменении давления) на уровне встроенных опций.

2. Сопряженное моделирование гидродинамических и геомеханических процессов

Основными задачами расчета геомеханических процессов в породе пласта при разработке залежи являются:

– определение изменений поровых объемов, вызванных деформациями в скелете

породы, и соответствующих им изменений величин проницаемости (проводимости) сеточных блоков;

– оценка распределения вертикальных и латеральных смещений поверхности кровли пласта и других поверхностей в массиве продуктивного пласта и выше-залегающих горных пород, включая дневную поверхность (или поверхность дна моря) над разрабатываемым месторождением;

– определение влияния динамических изменений напряженно-деформированного состояния на изменение характеристик существующих разломов и естественных трещин и возможное развитие новых трещин в объеме коллектора и покрышки пласта, а также на направление развития трещин ГРП;

– оценка возникновения условий разрушения коллектора в отдельных зонах пласта, в том числе в околоскважинных зонах, с эффектами пескопроявления и/или нарушения устойчивости стволов скважин;

– определение текущего напряженно-деформированного состояния пород продуктивного пласта и вышележащих пород для проектирования бурения и заканчивания скважин.

Основой для решения всех перечисленных задач является расчет распределения напряжений и деформаций в массиве породы при вариациях внутрипорового давления из-за течения флюидов, а также упругих и прочностных характеристик вследствие изменения насыщенности, проявлении эрозии и других факторов.

2.1. Основные уравнения геомеханической модели

Кратко рассмотрим основные уравнения геомеханических моделей, применяемых для сопряженных расчетов с гидродинамическим моделированием. Основная теория далее изложена по публикации [15] в соответствии с реализацией в CMG STARS. Также отмечаются некоторые особенности реализации в других пакетах.

Геомеханическая модель основывается на уравнениях равновесия для напряжений

$$\sum_{i=1}^3 \frac{\partial}{\partial x_j} \sigma_{ij} + F_i = 0 \quad (4)$$

и определяющих соотношения для напряжений и деформаций в пористой породе:

$$\sigma_{ij} = \sum_{k,l=1}^3 D_{ijkl}^{ep} \varepsilon_{kl} + \alpha p \delta_{ij} = \sigma'_{ij} + \alpha p \delta_{ij}, \quad (5)$$

где σ_{ij} – матрица тензора полных (горных) напряжений в декартовых координатах $\{x_1, x_2, x_3\}$, F_i – компонента массовой силы (в т.ч. силы тяжести), отнесенная к единице объема, ε_{kl} – матрица тензора относительных деформаций, δ_{ij} – дельта-символ Кронекера.

Константа Био может быть представлена в виде

$$\alpha = 1 - c_b/c_s,$$

т. е. учитывает разницу между сжимаемостью зерен породы c_s и общей (объемной) сжимаемостью скелета породы c_b .

Уравнение (5) отражает тот факт, что полное напряжение складывается из частных напряжений, одно из которых вызвано внутрипоровым давлением флюидов p , а другое – эффективным напряжением σ'_{ij} в скелете пористой среды (принцип эффективного напряжения Терцаги).

Величина D_{ijkl}^{ep} соответствует матрице упругопластического тензора совместности, который содержит как упругую, так и пластическую составляющую. Для изотропной среды упругая составляющая может быть выражена в форме закона Гука:

$$\sigma_{ij}^e = \sum_{k,l=1}^3 D_{ijkl}^e \varepsilon_{kl} + \alpha p \delta_{ij} = 2\mu \varepsilon_{ij} + \lambda \varepsilon_V \delta_{ij} + \alpha p \delta_{ij},$$

где λ и μ – коэффициенты Ламе, связанные с модулем Юнга E и коэффициентом Пуассона ν соотношениями:

$$\lambda = \frac{E\nu}{(1+\nu)(1-2\nu)},$$

и

$$\mu = \frac{E}{2(1+\nu)},$$

а также с модулем всестороннего сжатия (объемной упругости) K и коэффициентом объемной сжимаемости c_b :

$$\lambda = \frac{\nu}{(1+\nu)}K = \frac{\nu}{(1+\nu)}\frac{3}{c_b}.$$

Относительная объемная деформация ε_V вычисляется как

$$\varepsilon_V = \sum_{j=1}^3 \varepsilon_{jj}, \quad (6)$$

а компоненты матрицы тензора относительных деформаций связаны с компонентами вектора перемещений (смещений) U_i соотношением

$$\varepsilon_{ij} = \frac{1}{2} \left(\frac{\partial U_i}{\partial x_j} + \frac{\partial U_j}{\partial x_i} \right).$$

Пластическое поведение проявляется в случае, когда при превышении допустимых упругих деформаций достигается заданный критерий прочности (предел упругости).

В случае идеальной пластичности уравнение (5) принимает вид:

$$\sigma'_{ij} = \sum_{k,l=1}^3 D_{ijkl}^{ep} \varepsilon_{kl} = \sum_{k,l=1}^3 D_{ijkl}^e \frac{1}{h} \sum_{k,l=1}^3 D_{ijmn}^e \frac{\partial f}{\partial \sigma'_{mn}} \frac{\partial f}{\partial \sigma'_{pq}} D_{pqkl}^e. \quad (7)$$

Здесь h – скалярный нормирующий коэффициент, f – функция, задающая поверхность текучести и выражаемая в терминах инвариантов тензора напряжений. Уравнение (7) отражает тот факт, что производные поверхности текучести (поверхности разрушения) по напряжениям описывают эволюцию пластического поведения.

Например, для критерия Мора–Кулона трехмерная поверхность текучести в главных осях тензора напряжений упрощается до известной формы соотношения Мора–Кулона:

$$f(\sigma_1, \sigma_3) = \frac{\sigma_1 + \sigma_3}{2} \sin \varphi + \frac{\sigma_1 - \sigma_3}{2} - c \cos \varphi = 0,$$

где σ_1, σ_3 – максимальное и минимальное значения главного напряжения, соответственно, а когезия (сцепление) c и угол внутреннего трения φ являются свойствами среды и параметризуют поверхность текучести.

Так как механическое поведение реальных горных пород сопровождается дополнительными микроскопическими эффектами (например, микротрещиноватостью), «константы» в приведенных уравнениях в действительности таковыми не являются.

Они могут, вообще говоря, зависеть нелинейным образом от дополнительных факторов, таких как величины приложенных напряжений или степень пластичности деформации.

Уравнения равновесия (4) дополняются уравнениями совместности [2] и формируют систему уравнений

геомеханики. С учетом определяющих соотношений (5) она может быть выражена в терминах напряжений или деформаций.

Альтернативный подход рассматривается далее в связи с реализацией геомеханической модели в симуляторе tNavigator.

2.2. Альтернативная формулировка уравнений

В tNavigator уравнения геомеханики решаются в единой системе с уравнениями гидродинамики на общей сетке [16]. Для этого используется альтернативная запись геомеханических уравнений.

Вместо уравнений совместности используется уравнение неразрывности для скелета породы:

$$\frac{\partial}{\partial t} (\rho_{r0}(1 - m)) + \operatorname{div} \left(\frac{\partial \vec{u}}{\partial t} \rho_{r0}(1 - m) \right) = 0,$$

где ρ_{r0} – плотность породы при опорном давлении, \vec{u} – вектор смещений, m – пористость, рассматриваемая в качестве дополнительной независимой переменной.

Уравнения равновесия после подстановки закона Гука записываются в форме уравнений Ламе:

$$\nabla \cdot (\mu \nabla \vec{u}) + \nabla (\lambda \operatorname{div}(\vec{u})) + \nabla \cdot (\mu (\nabla \vec{u})^T) + \rho_{r0} g + \alpha \nabla (p - p_0) - \nabla \cdot (\boldsymbol{\sigma}^p - \boldsymbol{\sigma}^0) = 0,$$

где $\boldsymbol{\sigma}^0$ – начальный тензор напряжений, соответствующий состоянию пласта на момент начала расчета, p_0 – поровое давление на момент начала расчета, а закон Гука предполагается в виде:

$$\begin{aligned}\sigma_{ij}^e &= \sigma_{ij}^0 + 2\mu(\varepsilon_{ij} - \varepsilon_{ij}^p) + \lambda\delta_{ij}(\varepsilon_V - \varepsilon_V^p) + \alpha(p - p_0)\delta_{ij}, \\ \sigma_{ij}^p &= 2\mu\varepsilon_{ij}^p + \lambda\delta_{ij}\varepsilon_V^p,\end{aligned}\quad (8)$$

где верхний индекс e соответствует упругим деформациям, а p – пластическим.

Запись закона Гука в форме (8) предполагает расчет смещений (деформаций) относительно начального состояния пласта. Тогда нулевым смещениям соответствует ненулевой начальный тензор напряжений σ^0 .

2.3. Входные данные, граничные условия и параметры среды

В качестве входных данных для геомеханической модели задается начальное распределение напряжений в породе. Граничные условия определяют перемещения узловых точек сеточной области. Некоторые узлы (например, на нижней и боковых гранях расчетной области) могут задаваться зафиксированными (перемещения равны нулю), а другие – например, на верхней грани и внутри области – свободными. Задаются внешние нагрузки на границах области, а также величины массовых (гравитационных) сил. Для радиальных сеточных областей, используемых для секторного моделирования единичной вертикальной скважины, геомеханические граничные условия также определяются на круговой границе – стенке скважины. По умолчанию эта стенка считается жесткой (недеформируемой), что соответствует случаю обсаженной скважины. Также можно задать величину разгрузки напряжений на данной границе вследствие течения флюидов и выноса песка.

Параметры среды для моделей линейной упругости и пластичности задаются по аналогии с другими свойствами породы в виде «кубов» значений по ячейкам или постоянных величин в пределах модели или отдельных ее регионов. Для линейной модели упругости задаются модуль Юнга и

коэффициент Пуассона, константа Био. Определяется используемый критерий прочности (предел упругости). Наиболее подходящими для горных пород являются критерии Мора–Кулона и Друкера–Прагера. Задаются его параметры, например, когезия и угол внутреннего трения для критерия Мора–Кулона.

Дополнительные параметры – коэффициент линейного упрочнения породы при деформации, угол дилатации гранулярной породы и др. – могут требоваться для задания эффектов нелинейной упругости и различных моделей текучести. Например, в CMG STARS реализованы:

- две модели нелинейной упругости со своими наборами параметров;
- упруго-вязкопластичная модель ползучести согласно теории Перзина, в модификациях Мора–Кулона и Мизеса, для описания переменных во времени деформаций породы при постоянном распределении напряжений;
- обобщенная модель пластичности, учитывающая зависимость когезии, углов внутреннего трения и дилатации от эффективных пластических деформаций;
- опция учета в критерии текучести пластических деформаций, вызванных гидростатическим вертикальным сжатием породы (точнее, горно-статическим, т. е. под действием веса вышележащих пород – горного давления);

– модель единичной поверхности разрушения (иерархическая модель), согласно работам [17, 18], обладающая рядом как механических, так и вычислительных преимуществ по сравнению со стандартными моделями.

2.4. Особенности решения и сопряжение с гидродинамическим расчетом

Классическая система уравнений геомеханики (на основе уравнений равновесия, совместности и определяющих соотношений) представляет собой разновидность задачи механики твердого тела с характерной структурой дифференциальных операторов, включающих смешанные производные. Если для решения уравнений гидродинамики коммерческие симуляторы используют конечно-объемные сетки и метод контрольных объемов, то эффективное геомеханическое моделирование традиционно основывается на методе конечных элементов с соответствующими сетками.

По этой причине ряд компаний-разработчиков современных симуляторов отказались от встроенного геомеханического модуля в пользу интеграции в единой среде с независимым полнофункциональным геомеханическим пакетом.

В частности, компания Schlumberger предлагает для этих целей использовать модуль Petrel Reservoir Geomechanics, обеспечивающий сопряжение гидродинамических расчетов в Eclipse и геомеханических – в VISAGE. Аналогично линейка программного обеспечения Roxar предлагает сопряжение гидродинамики в Tempest MORE и геомеханики в ELFEN. Такой подход дает возможность объединить анализ деформационных процессов при

разработке месторождения с решением других геомеханических задач, опираясь на широкий спектр доступных опций специализированного геомеханического программного обеспечения.

Сопряжение гидродинамического и геомеханического расчетов на разных сетках реализовано также в симуляторе CMG STARS и в изотермической постановке – в CMG GEM. Геомеханическая система уравнений решается внутри гидродинамического симулятора, но отдельно от гидродинамической системы уравнений. Используется метод конечных элементов. Форма элементов может быть 2D (для расчета плоских деформаций), псевдо-3D или 3D. В последнем случае расчетная сетка может совпадать или не совпадать с сеткой для уравнений течения флюидов. Геометрия может быть 3D декартовой или 2D радиальной. Геомеханические расчеты могут проводиться как для всей гидродинамической сеточной области, так и только для выбранных ее частей.

Как при внешнем, так и при внутреннем сопряжении расчетов гидродинамики и геомеханики используются два подхода: последовательное сопряжение (модульный подход) и итерационное (полностью сопряженный). В обоих подходах сопряжение осуществляется на заданные моменты времени путем обмена «кубами» рассчитанных параметров.

В модульном подходе результаты расчета гидродинамики («кубы» давления, насыщенностей, а также температуры в неизотермическом случае) передаются в геомеханический расчет для определения текущих значений характеристик насыщенной породы (упругие модули, параметры критерия прочности и др.).

На их основе рассчитывается распределение напряжений и деформаций, по которым определяются текущие множители поровых объемов и проводимостей блоков, а также изменение локальных азимутов развития

трещин. Эти данные передаются обратно в гидродинамический модуль для расчета следующего шага по времени. Иллюстрация модульного подхода на примере продуктов ROXAR приведена на рис. 5.

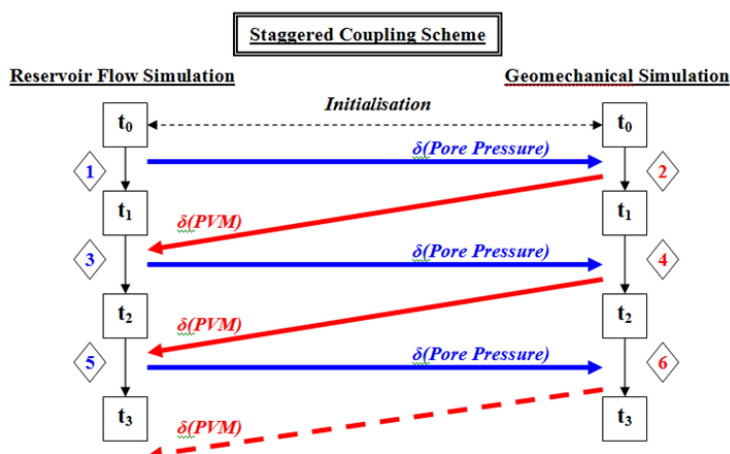


Рис. 5. Иллюстрация модульного подхода к сопряжению (из презентационных материалов ROXAR). PVM – множитель порового объема, PorePressure – поровое давление

В полностью сопряженном подходе такой же обмен между модулями повторяется итерационно в рамках текущего временного шага до достижения критерия сходимости. Сходимость контролируется по изменениям

порового давления, напряжений и/или значений пористости по ячейкам модели на очередной итерации. Далее осуществляется переход к следующему шагу по времени. Иллюстрация приведена на рис. 6.

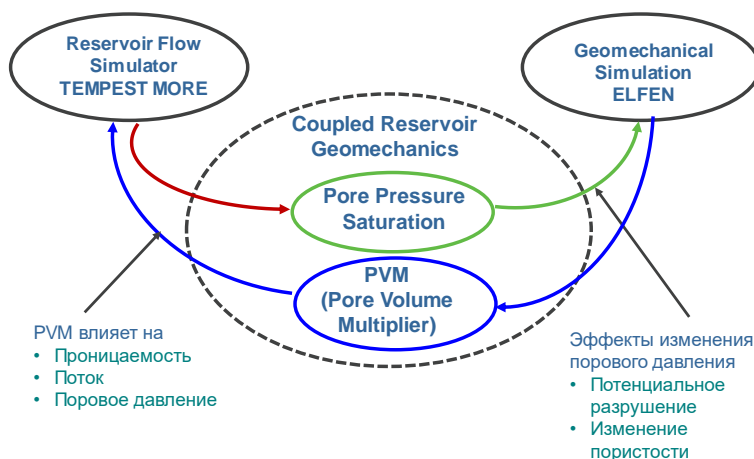


Рис. 6. Иллюстрация полностью сопряженного подхода (из презентационных материалов ROXAR). PVM – множитель порового объема, PorePressure – поровое давление, Saturation – насыщенность

В терминах, привычных для численных схем, модульный подход соответствует явной стратегии сопряжения, а полностью сопряженный – неявной. И в том и в другом случае, особенно при итерационном подходе, сопряжение является «узким местом» в плане

эффективности вычислений и масштабируемости при параллельной реализации. Поэтому отдельную задачу представляет выбор рационального числа и набора моментов сопряжения для заданного периода расчета.

В tNavigator для полностью сопряженного подхода используется описанная выше альтернативная запись геомеханической модели. Уравнения решаются на общей сетке и в единой системе с уравнениями гидродинамики. Это позволяет достигать хорошей масштабируемости и общей вычислительной эффективности при распараллеливании на уровне решения систем линейных уравнений. Однако такой подход ограничивает гибкость геомеханического моделирования в части используемых сеток и усложненных физических постановок.

Важным моментом в сопряжении геомеханической и гидродинамической моделей является расчет изменения пористости (порового объема) под действием рассчитанного поля напряжений. Влияние напряжений учитывается через параметры объемной деформации – см. (6). Однако необходимо учитывать взаимосвязь изменения порового объема с изменением объема скелета породы и общего объема элемента пласта. Таким образом, определяющими факторами являются не только полные напряжения, но и поровое давление, а также температура в неизотермическом случае. Выбор выражения для расчета изменения пористости может зависеть от описываемого геомеханического процесса (упругое сжатие, дилатансия с переупаковкой зерен породы и др.). Например, CMG STARS предлагает четыре опции (ключевое слово *GCOUPLING), по-разному характеризующие связь изменения пористости со средним нормальным напряжением, изменением давления и температуры сеточного блока.

Дополнительные параметры позволяют учитывать влияние условий на деформации на границах пласта – свободны / ограничены на верхней (кровля) и латеральных границах. В зависимости от выбранной опции,

может использоваться корректирующая калибровка для согласования пересчета пористости в уравнениях гидродинамики (по поровому давлению и температуре) и геомеханики (через деформации по полю напряжений с учетом давления и температуры).

Изменение проницаемости (проводимости) может рассчитываться как по изменению пористости, так и по непосредственным зависимостям от деформаций и напряжений.

Для первого случая симуляторы предоставляют возможности, описанные в пункте 1.8.

Для второго случая множитель проницаемости (проводимости) пористой матрицы вдоль координатных осей задается как функция объемной деформации ε_V или как функция среднего эффективного или полного напряжения.

Учет изменения проводимости трещин при расчете множителя проницаемости сеточного блока рассматривается в отдельном пункте ниже.

3. Специальные геомеханические эффекты

Рассмотрим дополнительно две важные группы геомеханических эффектов, оказывающих существенное влияние на течение флюидов при разработке месторождений – эрозию коллектора (разрушение с переносом частиц породы флюидами) и изменение характеристик трещин (естественных и техногенных).

3.1. Эрозия

Наиболее существенным проявлением эрозии при разработке месторождений является разрушение слабосцементированных песчаных коллекторов при снижении давления.

В первую очередь оно возникает в призабойных зонах пласта (ПЗП) и приводит к пескопроявлению (пескованию) – выносу частиц породы с флюидами в ствол скважины, а также к накоплению частиц породы в ПЗП. Данные явления сопровождаются снижением продуктивности скважин, повышенным износом труб и скважинного оборудования, но могут использоваться и как позитивный фактор – например, для создания «червоточин» (каверн и свищей) в ПЗП при холодной добыче высоковязких нефтей из слабосцементированных коллекторов по технологии CHOPS.

Инструменты для прямого или косвенного моделирования эрозии предоставляют все распространенные гидродинамические симуляторы. Далее рассмотрим реализацию в CMG STARS как одну из наиболее развитых.

В CMG STARS реализован подход, близкий к изложенному в статье [15].

Совместно рассматриваются три процесса:

- течение флюидов в пористой среде;
- перенос частиц твердой фазы (скелета породы) вследствие эрозии при течении флюидов;

– геомеханические процессы перераспределения напряжений в скелете породы, приводящие в том числе к ее разупрочнению и способствующие выносу механических частиц.

Такой взаимоучет трех процессов является обобщением подхода [19].

В качестве основного связующего параметра между ними рассматривается изменение пористости. Изменение механических и прочностных свойств породы учитывается как процесс разрушения в сплошной среде. Эрозийное высвобождение частиц породы приводит к увеличению пористости для флюидов и возникновению течения суспензии нефти или воды с песком.

В CMG STARS общий объем сеточного блока складывается из следующих составляющих:

- твердый (инертный) скелет породы (r),
- «фаза», образованная твердыми и адсорбируемыми компонентами в неподвижном состоянии (s),
- вода или водная фаза (w),
- нефть или нефтяная фаза (o),
- газовая фаза (g).

Различаются флюидный объем

$$V_f = V_w + V_o + V_g$$

и пустотный объем

$$V_v = V_s + V_f,$$

а также пустотная пористость

$$m_v = V_v/V$$

и флюидная пористость

$$m_f = V_f/V = (V_v - V_s)/V = m_v(1 - V_s/V) = m_v(1 - \sum_i c_{is}/\rho_{is}),$$

где c_{is} – мольная концентрация i -го твердого или адсорбированного компонента в объеме пустот, ρ_{is} – его мольная плотность,

$$V = V_v + V_r.$$

Флюидная пористость, в силу взаимосвязи с пустотной, зависит от давления, температуры и геомеханических параметров. Но также она зависит и от концентраций твердых и адсорбированных компонентов. Насыщенности фаз, используемые при расчете течения флюидов, определяются через флюидную пористость.

Для описания эрозии используются флюидизированные (подвижные) твердые компоненты – частицы в суспензии, которые предполагаются движущимися с той же скоростью, что и переносимая их флюидная фаза. В правую часть уравнений неразрывности для таких компонентов вводятся ненулевые «генерирующие» слагаемые. Плотности и вязкости фаз предполагаются зависящими от концентрации флюидизированного твердого компонента для учета особенностей поведения образующейся суспензии. Относительные фазовые проницаемости также могут рассматриваться как функции соответствующей концентрации. Переносимым твердые частицы флюидом может быть нефть, вода и газовая фаза.

Дополнительно записывается уравнение неразрывности для каждого твердого компонента i в твердой «фазе» s . Оно не содержит потоковых (конвективных) слагаемых, но содержит генерирующее слагаемое, связанное с эрозией и переходом компонента i из твердой фазы s во флюидную фазу j . Изменение количества компонента в твердой фазе происходит вследствие процессов сорбции (осаждения) или мобилизации частиц при эрозии. Предполагается, что генерирующее слагаемое в случае эрозии является функцией фильтрационно-емкостных параметров пласта и скорости течения (градиента давления). Начальные условия включают распределения мольных концентраций твердых компонентов в объеме пустот пласта.

Процессы эрозии и осаждения на скелете породы твердых частиц рассматриваются как частный случай неравновесного массообмена компонентами между фазами и трактуются по аналогии с химическими реакциями.

Интенсивность обмена веществом f_{ij} для таких «химических реакций» записывается в виде:

$$f_{ij} = (s'_{ij} - s_{ij})r_j, \quad (9)$$

где s_{ij} – «стехиометрический коэффициент» компонента i как реагента в «реакции» j , s'_{ij} – «стехиометрический коэффициент» компонента i как продукта в «реакции» j ,

r_j – скорость протекания «реакции» j .

Каждый вид твердых частиц задается через два компонента: компонент i_1 моделирует твердые частицы в неподвижном состоянии (в твердой фазе s), компонент i_2 соответствует флюидизированному твердому компоненту, который может переноситься с флюидной фазой j . Процесс эрозии соответствует «химической реакции» превращения компонента i_1 в компонент i_2 в соотношении 1:1, т. е. в (9) $s_{i_1,j} = 1$, $s'_{i_1,j} = 0$, $s_{i_2,j} = 0$, $s'_{i_2,j} = 1$. Если перенос твердой примеси возможен несколькими флюидными фазами, по каждой из них необходимо задать отдельную «реакцию».

Расчет объемной скорости r_j протекания реакции j (кинетики реакции j) осуществляется по обобщенному закону Аррениуса с дополнительными множителями C_{perm} и C_{vel} , о которых будет сказано далее. Применительно к «реакциям», связанным с эрозией, при отсутствии

Множитель C_{vel} для эрозии вычисляется как:

$$C_{vel} = \left[(v_j - v_j^{cr}) / v_j^{ref} \right]^{exp}, \quad (10)$$

где v_j – скорость потока фазы j , которая связана со скоростью фильтрации соотношением $v_j = u_j / (m_f S_j)$; v_j^{cr} – критическая скорость потока фазы j , начиная с которой имеют место обменные (эрозионные) явления; v_j^{ref} – опорное значение скорости потока, используемое для обезразмеривания; exp – показатель степени.

Значения v_j^{cr} , v_j^{ref} и exp настраиваются по лабораторным или промысловым данным о процессах эрозии для рассматриваемого объекта. Зависимость (10) основана на данных работ [2, 20, 21], где показано существование критической скорости течения, при превышении которой можно ожидать

иных данных, целесообразно задание нулевой энергии активации, что соответствует независимости скорости эрозийных процессов от температуры. Также обычно предполагается линейная зависимость r_j от количества реагирующего (подверженного эрозии) твердого компонента в твердой фазе в единичном объеме сеточного блока. Таким образом, чем больше сохраняется на скелете породы твердого компонента, тем интенсивнее может протекать процесс его вымывания флюидными фазами.

Зависимость скорости реакции от проницаемости сеточного блока и скорости течения флюидной фазы осуществляется соответственно параметрами C_{perm} и C_{vel} . Множитель C_{perm} задается как функция (табличная) от значения фазовой проницаемости для участвующей в реакции флюидной фазы.

разрушения породы и перехода твердых частиц во флюидизированное состояние.

Известный фактор негативного влияния обводнения на устойчивость коллектора к эрозии может учитываться через задание зависимости параметров формулы (10) от водонасыщенности.

Известный фактор негативного влияния обводнения на устойчивость коллектора к эрозии может учитываться через задание зависимости параметров формулы (10) от водонасыщенности.

Дополнительно к механизму, связанному с изменением пористости, можно задать и иное описание процесса снижения проницаемости – вследствие захвата твердых частиц пористой средой

из флюидизированного состояния. Такой механизм носит название «неравновесное блокирование фильтрации» (non-equilibrium blockage). При этом снижение проницаемости происходит аналогично равновесным процессам переноса массы на скелет породы (например, адсорбции полимера) и относится только к выбранным фазам, переносящим твердый компонент.

Проницаемость для соответствующей фазы делится на коэффициент снижения фазовой проницаемости R_f :

$$R_f = \prod_i [1 + R_i \cdot \max(0; c_{is} - c_{is}^{min})],$$

где произведение выполняется по всем твердым компонентам i , которые, выпадая на скелет как продукты соответствующих реакций, приводят к снижению проницаемости; c_{is}^{min} – минимальная концентрация компонента, при которой начинается блокирование.

Коэффициент ограничения течения R_i задается в виде табличной функции от величины фазовой проницаемости с указанием фазы, к которой он применяется (вода, нефть, газ или все флюидные фазы).

Процессы эрозии в пористой среде приводят к мобилизации твердых частиц с поверхности скелета. Во флюидизированном состоянии эти частицы образуют с переносящей их фазой суспензию. Описание течения суспензий учитывает изменение их свойств, в частности, плотности и вязкости в зависимости от концентрации флюидизированного твердого компонента. Влияние концентрации флюидизированного твердого компонента на плотность переносящей его фазы допустимо считать линейным. Для вязкости необходимо использование нелинейного правила смешивания, например, на основе корреляции Муни (Mooney).

При течении флюидов в слабосцементированных коллекторах имеет место взаимовлияние геомеханических и эрозионных процессов. Изменение напряженного состояния породы через геомеханический расчет деформаций отражается на величинах пустотной, а, следовательно, и флюидной пористости. Обратное влияние проявляется в снижении прочностных характеристик скелета по мере вымывания твердых частиц с его поверхности. В работе [15] данный фактор предлагается учитывать через линейную зависимость модуля Юнга и когезии (сцепления) от текущего значения пористости (флюидной, т. е. учитывающей эрозию). Также в [15] предлагается напрямую учитывать влияние пластических деформаций скелета породы на его прочность, следовательно, и на скорость эрозионных процессов.

В STARS указанные зависимости не реализованы, поскольку эрозия рассматривается применительно не к скелету породы, а к отдельной твердой «фазе» на его поверхности, в то время как геомеханика рассчитывается именно для скелета. Учитывается только косвенное влияние геомеханики на эрозию за счет влияния изменения напряжений и деформаций на флюидную пористость через величину пустотной пористости. Что, в свою очередь, приводит к изменению проницаемости и влияет на скорость течения флюидов и интенсивность эрозионных процессов.

3.2. Учет изменения параметров трещин в процессе разработки

Естественные и техногенные (ГРП, авто-ГРП) трещины в массиве породы коллектора играют важную роль в фильтрационных процессах. Обычно их вклад в поровый объем незначителен, но влияние на проводимость является преобладающим. Геометрия трещин определяет не только величину, но и анизотропию фильтрационных характеристик элемента пласта (сеточного блока).

На начало гидродинамического расчета характеристики трещин считаются известными или принятыми согласно текущей реализации многовариантной модели. Можно выделить три основных вида трещин, учитываемых в моделировании:

1) *Естественная распределенная трещиноватость пласта на микро- и мезоуровне.* Обычно учитывается через введение эффективных (осредненных на сеточную ячейку) характеристик среды – пористости, проницаемости, относительных фазовых проницаемостей и др. Может учитываться в рамках моделей одинарной среды (осреднение с пористой матрицей в пределах сеточного блока) или двойной

среды (осреднение на масштаб сеточного блока отдельно от матрицы).

2) *Трещины ГРП (закрепленные пропантом или «протравленные» при кислотном ГРП).* Приурочены к скважинам и задаются через геометрические характеристики и проводимость с последующим непосредственным (через локальное измельчение сетки) или косвенным (дополнительные соединения скважины с пластом) учетом при расчете течения флюидов к/от скважины.

3) *Отдельные протяженные макротрещины или разломы, также с заданной геометрией и характеристиками, но не связанные со скважинами.* Обычно учитываются через непосредственное влияние на течение флюидов – или путем непосредственного разрешения трещин численной сеткой (модель дискретной сети трещин DFN), или через введение несоседних соединений и повышающих/понижающих множителей проводимости между блоками сетки, связанными через трещину.

В процессе разработки залежи могут формироваться еще два типа техногенных трещин:

4) *Трещины авто-ГРП на скважинах, вызванные разрывным разрушением породы под действием высоких давлений нагнетания флюида;*

5) *Сдвиговые трещины в массиве породы, вызванные деформациями при разработке залежи.*

Учет изменения характеристик трещин из-за геомеханических эффектов в процессе разработки реализуется в симуляторах в отношении типов 2–5. При этом может учитываться возникновение новых трещины 4-го и 5-го типов. Изменение характеристик трещин 1-го типа учитывается косвенно, через зависимость ФЕС коллектора от порового давления.

Все современные симуляторы предоставляют возможность непосредственного задания геометрических и фильтрационных характеристик для трещин 2-го и 4-го типов, приуроченных к скважинам: полудлин «крыльев», протяженности по вертикали (вверх и вниз), азимутального и зенитного угла, проводимости пропантной пачки, раскрытости (ширины) трещины через объем пропанта.

Дополнительные опции позволяют задать:

- сложную геометрию трещины (например, через FRACTURE_TEMPLATE в tNavigator);

- формирование вокруг трещины так называемого стимулированного объема пласта (SRV) и его параметры для скважин с многостадийным ГПП (МГПП) в сланцевых и плотных коллекторах (например, в tNavigator через FRACTURE_WELL, FRACTURE_STAGE, FRACTURE_TEMPLATE);

- разветвленную геометрию трещины (например, WFRA++ в TempestMORE);

- эллипсоидную геометрию трещин, снижение проводимости от центра к краям трещины и во времени – через множители проводимости в автоматически генерируемых областях локального измельчения, описывающих трещины;

- другие факторы.

В случае сопряжения с геомеханическим расчетом геометрические параметры трещины могут рассчитываться на основе геомеханических принципов:

- азимутальный угол развития трещины в конкретном сеточном блоке определяется направлением, перпендикулярным направлению минимального главного напряжения в данном блоке – применимо и в полностью сопряженном, и в модульном подходах;

- протяженность каждого крыла трещины в горизонтальном и вертикальном

направлениях определяется по сеточным блокам, для которых выполнен выбранный критерий разрушения – применимо в полностью сопряженном подходе.

Поле напряжений и выполнимость критерия разрушения пересчитываются на каждом шаге сопряжения гидродинамической и геомеханической моделей для каждого сеточного блока. Тем самым динамически учитывается возникновение новых трещин (в том числе авто-ГПП), поворот азимута новых и развивающихся трещин в процессе разработки, формирование трещин сложной геометрии. Однако необходимо учитывать, что достоверность такого моделирования существенно зависит от детальности сеточной области в зонах возможного возникновения и развития трещин.

Геомеханический расчет позволяет определять два вида разрушений: сдвиговые и разрывные. В первом случае возникновение разрушения определяется пределом прочности на сдвиг и связано с соотношением касательных и нормальных напряжений на плоскости разрушения. Во втором – пределом прочности на разрыв и связано с нормальными напряжениями.

Проверка критерия сдвиговой прочности позволяет контролировать переход от упругих деформаций к упругопластическим, как описано в пункте 2.1. Критерием сдвиговой прочности определяется поверхность текучести в моделях пластических деформаций. Сдвиговые разрушения могут влиять на активизацию и проводимость разломов, вызывать потерю герметичности покрышки пласта и др. В современных симуляторах с геомеханическим модулем доступны различные критерии сдвиговой прочности, среди которых для горных пород наиболее применимы критерии Мора–Кулона, Друкера–Прагера и нелинейный критерий Бартона–Бандиса.

Критерии прочности на разрыв определяют возникновение трещинразрыва, к которым относятся трещины ГРП (тип 2) и авто-ГРП (тип 4). Примером таких критериев является критерий Гриффита.

Также функционал современных симуляторов позволяет реализовать упрощенный подход к моделированию возникновения трещин авто-ГРП, не требующий обязательного сопряжения с геомеханическим расчетом. Для этого используются блоки ключевых слов, активируемые при выполнении заданного условия (OPER в Tempest MORE, ACTIONW в Eclipse и т. д.). В качестве условия предлагается указывать превышение забойного давления на скважине над заданным давлением ГРП. А в качестве блоков активируемых слов – изменение скин-фактора скважины и/или множителей проницаемости (проводимости) сеточных ячеек по заданному направлению в пределах распространения формируемой трещины.

В STARS реализована полезная специальная опция для расчета динамики проницаемости сеточных блоков, описывающих трещинную систему в моделях двойной среды на основе модели Бартон–Бандиса (ключевое слово *GPERMBB). Эта модель позволяет рассчитывать проницаемость трещинных сеточных блоков в зависимости от нормальных напряжений в связанных с ними блоках матрицы и соответствующего состояния трещины: отсутствие трещины, ее раскрытие, частичное смыкание, максимальное смыкание.

Исследование выполнено в рамках научной программы Национального центра физики и математики (проект «Математическое моделирование на супер ЭВМ экс- и зеттафлопсной производительности»).

Выводы

Потребности моделирования современных методов разработки месторождений все более связаны с тесной интеграцией гидродинамических и геомеханических расчетов. В зависимости от задачи востребованы как приближенные подходы в рамках только гидродинамического симулятора, так и полноценное сопряженное моделирование.

В части приближенных подходов к учету изменения ФЕС пласта из-за геомеханических эффектов отмечается недостаточная общность доступных теоретических моделей. Лабораторные и промысловые данные показывают эффекты, которые невозможно корректно воспроизвести в гидродинамических симуляторах. Авторы считают, что в дальнейшем необходимы усилия по реализации более общих теоретических представлений о влиянии геомеханических эффектов, а также предоставление гибких возможностей встроенных скриптов и внешнего исполняемого кода.

В части сопряженного моделирования отмечаются две разнонаправленных тенденции. Если одни пакеты отказываются от встроенных геомеханических модулей в пользу интеграции и итерационного сопряжения с полнофункциональными внешними геомеханическими пакетами, то другие нацелены на встроенную реализацию геомеханики для сопряженного моделирования. Оба подхода имеют свои преимущества и недостатки, но определенные элементы геомеханического расчета будут и далее востребованы в качестве встроенных модулей гидродинамического симулятора.

Литература

1. *Zoback M.D.* Reservoir geomechanics. New York: Cambridge University Press, 2007. 449 p.
2. *Fjær E., Holt R.M., Horsrud P.* et al. Petroleum related rock mechanics. 2nd ed. Amsterdam: Elsevier, 2008. 491 p.
3. *Закиров С.Н., Индрупский И.М., Закиров Э.С.* и др. Новые принципы и технологии разработки месторождений нефти и газа. Ч. 2. М.; Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2009. 484 с.
4. *Блинова Е.Ю., Индрупский И.М., Закиров Э.С., Коваленко К.В.* Учет неоднородности сжимаемости коллектора при построении гидродинамических моделей продуктивных пластов // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2012. № 2. С. 32–35.
5. *Palmer I., Mansoori J.* How permeability depends on stress and pore pressure in coalbeds: A new model // SPE Reservoir Evaluation & Engineering. 1998. Vol. 1, No. 6. P. 539–544. <https://doi.org/10.2118/52607-PA>
6. *Мартюшев Д.А., Галкин С.В., Шелепов В.В.* Влияние напряженного состояния горных пород на матричную и трещинную проницаемость в условиях различных литолого-фациальных зон турне-фаменских нефтяных залежей Верхнего Прикамья // Вестник Московского университета. Сер. 4. Геология. 2019. № 5. С. 44–52. <https://doi.org/10.33623/0579-9406-2019-5-44-52>
7. *Индрупский И.М., Ибрагимов И.И., Закирянов Р.А., Гирфанов И.И.* Изменение проницаемости карбонатного коллектора при циклическом геомеханическом воздействии // Нефтяная провинция. 2020. № 3(23). С. 85–98. <https://doi.org/10.25689/NP.2020.3.85-98>
8. *Beattie C.I., Boberg T.C., McNab G.S.* Reservoir simulation of cyclic steam stimulation in the Cold Lake oil sands // SPE Journal. 1991. Vol. 6, No. 2. P. 200–206. <https://doi.org/10.2118/18752-MS>
9. *Sylte J.E., Thomas L.K., Rhett D.W.* et al. Water induced compaction in the Ekofisk field // SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Houston, Texas, USA, 3–6 October 1999. Paper SPE-56426-MS. 11 p. <https://doi.org/10.2118/56426-MS>
10. *Kristiansen T.G., Plischke B.* History matched full field geomechanics model of the Valhall field including water weakening and re-pressurisation // SPE EUROPEC/EAGE Annual Conference and Exhibition, Barcelona, Spain, 14–17 June 2010. Paper SPE-131505-MS. 21 p. <https://doi.org/10.2118/131505-MS>
11. *Hao J., Shapiro A.* Effect of compaction on oil recovery under low salinity flooding in homogeneous and heterogeneous chalk // SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Calgary, Canada, 30 September – 2 October 2019. Paper SPE-195831-MS. 24 p. <https://doi.org/10.2118/195831-MS>
12. *Ибрагимов И.И., Индрупский И.М., Лутфуллин А.А.* Оценка эффекта геомеханического воздействия с помощью гидродинамического моделирования // Достижения, проблемы и перспективы развития нефтегазовой отрасли: Сборник материалов V Международной научно-практической конференции. Т. 1. Альметьевск: Альметьевский государственный нефтяной институт, 2020. С. 89–98.
13. *Тиаб Д., Доналдсон Э.Ч.* Петрофизика: теория и практика изучения коллекторских свойств горных пород и движения пластовых флюидов. 2-е изд. / Пер. с англ. М.Д. Углова. М.: Премиум Инжиниринг, 2009. 868 с.

14. *Аникеев Д.П., Закиров Э.С., Индрупский И.М.* и др. Моделирование циклического геомеханического воздействия на карбонатный коллектор // Нефтяное хозяйство. 2021. № 1. С. 52–56. <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2021-1-52-56>
15. *Coombe D., Tremblay B., Tran D., Ma H.* Coupled hydro-geomechanical modelling of the cold production process // SPE International Thermal Operations and Heavy Oil Symposium, Porlamar, Margarita Island, Venezuela, 12–14 March 2001. Paper SPE-69719-MS. 16 p. <https://doi.org/10.2118/69719-MS>
16. *Богачев К.Ю., Писковский Е.В., Пяцкий Г.Г.* Об одном методе совместного решения задачи фильтрации и системы уравнений теории упругости // Вычислительные методы и программирование. 2017. Т. 18, № 3. С. 221–226. <https://doi.org/10.26089/NumMet.v18r320>
17. *Desai S.C.* Mechanics of materials and interfaces. The disturbed state concept. Boca Raton, FL: CRC Press, 2001. 698 p.
18. *Liu X., Cheng X.H., Scarpas A., Blaauwendraad J.* Numerical modelling of nonlinear response of soil. Part 1: Constitutive model // International Journal of Solids and Structures. 2005. Vol. 42, No. 7. P. 1849–1881. <https://doi.org/10.1016/j.ijsolstr.2004.09.009>
19. *Papamichos E., Stavropoulou M.* An erosion-mechanical model for sand production rate prediction // International Journal of Rock Mechanics and Mineral Sciences. 1998. Vol. 35, No. 4–5. P. 531–544. [https://doi.org/10.1016/S0148-9062\(98\)00106-5](https://doi.org/10.1016/S0148-9062(98)00106-5)
20. *Bratli R.K., Risnes R.* Stability and failure of sand arches // SPE Journal. 1982. Vol. 21, No. 2. P. 236–248. <https://doi.org/10.2118/8427-PA>
21. *Risnes R., Bratli R.K., Horsrud P.* Sand stresses around a wellbore // SPE Journal. 1982. Vol. 22, No. 6. P. 883–898. <https://doi.org/10.2118/9650-PA>

Consideration of geomechanical effects in reservoir simulation for hydrocarbon field development

I.M. Indrupskiy*, D.P. Anikeev**, E.S. Zakirov, Yu.V. Alekseeva

Oil and Gas Research Institute, Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia

E-mail: *i-ind@ipng.ru, **anikeev@ipng.ru

Abstract. This paper presents a review of mathematical models and functionality for consideration of geomechanical effects during hydrocarbon field development provided by modern flow simulation software (reservoir simulators). The discussed features include variation of reservoir properties with changes in fluid pressure; modular and coupled approaches to joint simulation of fluid flow and geomechanical processes; and available options for special geomechanical effects – such as erosion or formation of new fractures and impact on characteristics of existing fractures. Possible directions for further developments in this area of reservoir simulations are underlined.

Keywords: numerical simulation, flow simulation, geomechanical effects, pressure dependence of porosity and permeability, hysteresis, coupled simulation, stress, effective stress, strain, failure criteria, fractures, erosion.

Citation: Indrupskiy I.M., Anikeev D.P., Zakirov E.S., Alekseeva Yu.V. Consideration of geomechanical effects in reservoir simulation for hydrocarbon field development // Actual Problems of Oil and Gas. 2022. Iss. 4(39). P. 75–102. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2022-39.art7> (In Russ.).

References

1. *Zoback M.D.* Reservoir geomechanics. New York: Cambridge University Press, 2007. 449 p.
2. *Fjær E., Holt R.M., Horsrud P.* et al. Petroleum related rock mechanics. 2nd ed. Amsterdam: Elsevier, 2008. 491 p.
3. *Zakirov S.N., Indrupskiy I.M., Zakirov E.S.* et al. New principles and technologies for oil and gas fields development. Part. 2. Moscow; Izhevsk: Institute for Computer Research, 2009. 484 p. (In Russ.).
4. *Blinova E.Yu., Indrupsky I.M., Zakirov E.S., Kovalenko K.V.* Accounting of a reservoir's compressibility heterogeneity while building hydrodynamic models of productive layers // *Geology, Geophysics and Development of Oil and Gas Fields*. 2012. No. 12. P. 32–35. (In Russ.).
5. *Palmer I., Mansoori J.* How permeability depends on stress and pore pressure in coalbeds: A new model // *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*. 1998. Vol. 1, No. 6. P. 539–544. <https://doi.org/10.2118/52607-PA>
6. *Martyushev D.A., Galkin S.V., Shelepov V.V.* The influence of the rock stress state on matrix and fracture permeability under conditions of various lithofacial zones of the Tournaisian–Famennian oil fields in the Upper Kama Region // *Moscow University Geology Bulletin*. 2019. Vol. 74, No. 6. P. 573–581. <https://doi.org/10.3103/S0145875219060061>
7. *Indrupskiy I.M., Ibragimov I.I., Zakiryanov R.A., Girfanov I.I.* Permeability alteration of carbonate reservoir rock under cyclic geomechanical treatment // *Neftyanaya Provintsiya*. 2020. No. 3(23). P. 85–98. <https://doi.org/10.25689/NP.2020.3.85-98> (In Russ.).

8. *Beattie C.I., Boberg T.C., McNab G.S.* Reservoir simulation of cyclic steam stimulation in the Cold Lake oil sands // SPE Journal. 1991. Vol. 6, No. 2. P. 200–206. <https://doi.org/10.2118/18752-MS>
9. *Sylte J.E., Thomas L.K., Rhett D.W.* et al. Water induced compaction in the Ekofisk field // SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Houston, Texas, USA, 3–6 October 1999. Paper SPE-56426-MS. 11 p. <https://doi.org/10.2118/56426-MS>
10. *Kristiansen T.G., Plischke B.* History matched full field geomechanics model of the Valhall field including water weakening and re-pressurisation // SPE EUROPEC/EAGE Annual Conference and Exhibition, Barcelona, Spain, 14–17 June 2010. Paper SPE-131505-MS. 21 p. <https://doi.org/10.2118/131505-MS>
11. *Hao J., Shapiro A.* Effect of compaction on oil recovery under low salinity flooding in homogeneous and heterogeneous chalk // SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Calgary, Canada, 30 September – 2 October 2019. Paper SPE-195831-MS. <https://doi.org/10.2118/195831-MS>
12. *Ibragimov I.I., Indrupskiy I.M., Lutfullin A.A.* Assessment of geomechanical treatment effect by numerical simulation // Achievements, problems and prospects of oil and gas industry development: Proceedings of the 5th International Scientific-Practical Conference. Almet'yevsk: Almet'yevsk State Oil Institute, 2020. P. 89–98. (In Russ.).
13. *Tiab D., Donaldson E.C.* Petrophysics: theory and practice of measuring reservoir rock and fluid transport properties. 4th ed. Amsterdam: Elsevier, 2015. 894 p.
14. *Anikeev D.P., Zakirov E.S., Indrupskiy I.M.* et al. Modelling of cyclic geomechanical treatment of carbonate reservoirs // Neftyanoe Khozyaystvo – Oil Industry. 2021. No. 1. P. 52–56. <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2021-1-52-56> (In Russ.).
15. *Coombe D., Tremblay B., Tran D., Ma H.* Coupled hydro-geomechanical modelling of the cold production process // SPE International Thermal Operations and Heavy Oil Symposium, Porlamar, Margarita Island, Venezuela, 12–14 March 2001. Paper SPE-69719-MS. 16 p. <https://doi.org/10.2118/69719-MS>
16. *Bogachev K.Yu., Piskovskiy E.V., Piatsky G.G.* A method for the coupled solution of the filtration problem and the system of elasticity equations // Numerical Methods and Programming. 2017. Vol. 18, No. 3. P. 221–226. <https://doi.org/10.26089/NumMet.v18r320> (In Russ.).
17. *Desai S.C.* Mechanics of materials and interfaces. The disturbed state concept. Boca Raton, FL: CRC Press, 2001. 698 p.
18. *Liu X., Cheng X.H., Scarpas A., Blaauwendraad J.* Numerical modelling of nonlinear response of soil. Part 1: Constitutive model // International Journal of Solids and Structures. 2005. Vol. 42, No. 7. P. 1849–1881. <https://doi.org/10.1016/j.ijsolstr.2004.09.009>
19. *Papamichos E., Stavropoulou M.* An erosion-mechanical model for sand production rate prediction // International Journal of Rock Mechanics and Mineral Sciences. 1998. Vol. 35, No. 4–5. P. 531–544. [https://doi.org/10.1016/S0148-9062\(98\)00106-5](https://doi.org/10.1016/S0148-9062(98)00106-5)
20. *Bratli R.K., Risnes R.* Stability and failure of sand arches // SPE Journal. 1982. Vol. 21, No. 2. P. 236–248. <https://doi.org/10.2118/8427-PA>
21. *Risnes R., Bratli R.K., Horsrud P.* Sand stresses around a wellbore // SPE Journal. 1982. Vol. 22, No. 6. P. 883–898. <https://doi.org/10.2118/9650-PA>