

Комплексное моделирование совместной разработки сеноманских газовых залежей

Р.И. Шарипов

аспирант, младший научный сотрудник¹
SharipovRI@tngg.ru

С.Ю. Свентский

заведующий отделом комплексного моделирования разработки газовых месторождений¹

В.А. Варламов

заведующий сектором¹

¹ООО «ТюменНИИгипрогаз», Тюмень, Россия

Предложено решение по комплексному моделированию совместной разработки двух сеноманских залежей, приуроченных к различным месторождениям, но разрабатываемых в рамках единой системы сбора и компримирования. Две различные гидродинамические модели предлагается объединить рядом связующих ячеек, таким образом создав единый гидродинамический каркас залежей. Моделирование системы сбора проведено с учетом дожимного комплекса.

Материалы и методы

Математическое моделирование гидродинамического процесса

Ключевые слова

комплексная модель, гидродинамический каркас, адаптация модели, совместная разработка, газовая залежь

Комплексные постоянно-действующие газодинамические модели позволяют решать вопросы по проектированию и активному контролю за разработкой газовых залежей. С целью повышения эффективности разработки и достижения проектной величины конечного коэффициента газоотдачи некоторые газовые залежи целесообразно разрабатывать совместно. Совместная разработка является одним из эффективных способов для снижения экономических затрат на первых стадиях при запуске таких проектов. Основной особенностью такой стратегии при разработке двух газовых залежей является единая газосборная сеть (ГСС) и концентрирование мощностей по подготовке и переработке газа на одном из промыслов.

Применение такого подхода к разработке оправданно для газовых залежей, находящихся на сравнительно небольших расстояниях друг от друга, около 50–100 км, т. е. при больших расстояниях потери давления газа на трение и скоростной режим работы межпромыслового газопровода (МПГ), соединяющего две залежи, не дадут возможности для синхронной разработки и достижения высоких величин газоотдачи.

Исходя из норм проектирования месторождений углеводородного сырья (УВС), проектные документы должны сопровождаться цифровыми фильтрационными моделями [1]. Таким образом, при проектировании совместной разработки газовых залежей складывается ситуация при которой необходимо построение двух различных геологических моделей, так как залежи не относятся к одному месторождению, а являются самостоятельными гидродинамическими системами двух разных месторождений. Две геологические модели — это две разные геологические сетки, поэтому

при переходе от геологического к гидродинамическому моделированию в процессе ремасштабирования, мы имеем два гидродинамических каркаса и соответственно две разные фильтрационные модели.

Современное состояние стандартных функциональных возможностей гидродинамических симуляторов в области моделирования газовых залежей позволяет вести расчет комплексной модели, т. е. модели с несколькими уровнями «пласт — скважина — ГСС — УКПГ — МГ» с одним гидродинамическим каркасом (пример — гидродинамический симулятор — Eclipse, опция расширенной модели наземной сети — «Network») [2, 3], при этом отсутствуют опции для расчета двух моделей с двумя различными каркасами, объединенных на уровне ГСС. Поэтому с учетом вышесказанного и наличия двух разных фильтрационных моделей при проектировании совместной разработки, приводят к невозможности их комплексного моделирования с использованием стандартных возможностей симуляторов.

Таким образом, можно выделить следующие проблемы при комплексном моделировании совместной разработки залежей. Использование отдельных гидродинамических моделей:

- 1) не позволяет применить комплексный подход к разработке залежей как единому газодобывающему комплексу;
- 2) ведет к некорректным результатам расчета прогнозной стратегии разработки;
- 3) не позволяет дать оценку влияния на разработку при изменении компонент системы;
- 4) наряду со средствами интегрированного моделирования, приводят к существенному увеличению времени расчетов.

Модель	Количество ячеек в направлении I	Количество ячеек в направлении J	Количество ячеек в направлении K	Общее количество активных ячеек
Залежь «А»	136	273	55	1380085
Залежь «Б»	216	586	62	1138270
Единая	353	586	62	2518355

Табл. 1 — Размерность моделей в направлениях I, J, K

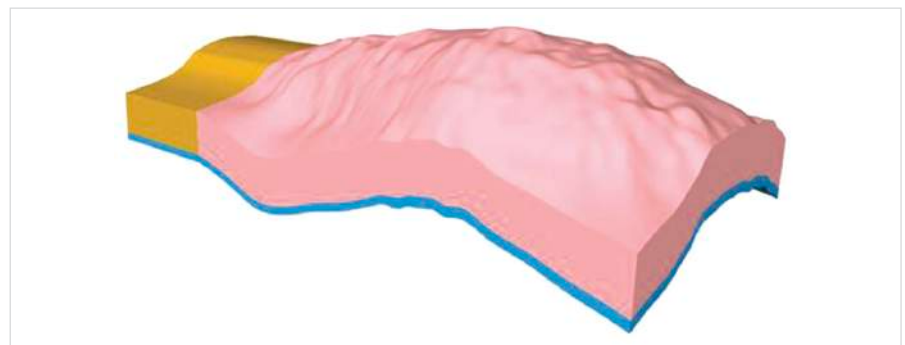


Рис. 1 — Каркас ГДМ модели залежи «А» (136×586×62)

С другой стороны если объединить два гидродинамических каркаса в единый, далее в его рамках разделить гидродинамические модели залежей неактивными ячейками, то для симулятора это будет единая модель, с единым каркасом и появляется возможность их совместного расчета в рамках комплексной модели.

Объектом разработки стал способ объединения двух различных гидродинамических моделей. В рамках проекта разработки специалистами ООО «ТюменНИИгипрогаз» удалось разработать и реализовать метод, позволяющий соединить две разные гидродинамические сетки в единый каркас для последующего комплексного моделирования совместной разработки сеноманских газовых залежей Вынгайхинского газонефтяного (ГНМ) и Еты-Пуровского нефтегазоконденсатного месторождений (НГКМ).

Далее для удобства, по тексту заменим все, что касается сеноманской залежи Вынгайхинского ГНМ — залежь «А», что касается сеноманской залежи Еты-Пуровского НГКМ — залежь «Б».

Согласно расположения трёхмерных каркасов моделей залежей, определено результирующее пространственное положение моделей в единой сетке. Так как модель залежи «А» находится ближе к центру декартовой системы координат, именно к ней будет подсоединена модель залежи «Б». Основные параметры гидродинамических каркасов моделей залежей представлены в таб. 1.

Ввиду того, что файлы гидродинамических каркасов содержат информацию о всех узлах и сеточных блоках модели, они имеют большие размеры. Работа с этими файлами реализована программным путем, т. е. по известному алгоритму велось чтение и запись этих файлов.

Таким образом, был получен каркас модели залежи «А» (рис. 1) с размерностью равной модели залежи «Б» в направлениях J и K, что позволяет объединить их в единый каркас. Используя реализованное программное приложение файлы каркасов, были обработаны и записаны в единый гидродинамический каркас, посредством создания связующего ряда ячеек, границами которых стали координаты ячеек отдельных залежей по смежной стороне. Так как залежи являются отдельными гидродинамическими системами, и отсутствует всякое влияние между ними, то ячейки связующего ряда неактивны в процессе расчета.

В результате процедуры программного объединения был получен единый гидродинамический каркас моделей залежей «А» и «Б» с размерностью 353×586×62 ячеек, представленный на рис. 2.

Перенос свойств ячеек осуществлялся последовательно для обеих моделей в следующей последовательности:

- 1) выбор исходной, настроенной на историю разработки модели залежи «А» и залежи «Б»;
- 2) выбор свойства для переноса;
- 3) выбор интервалов переноса в направлениях I, J, K;
- 4) перенос свойств в единую гидродинамическую сетку.

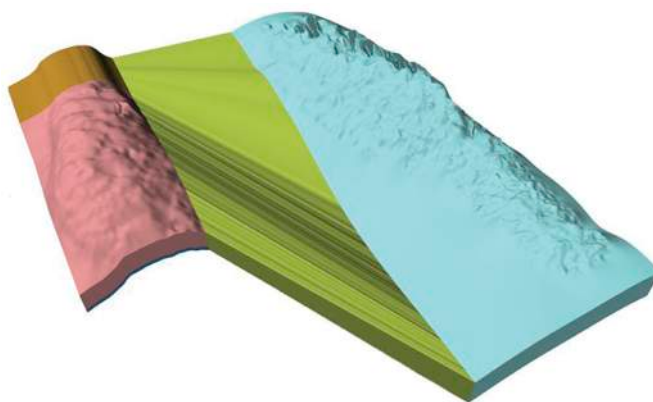


Рис. 2 — Единый ГДМ каркас моделей залежей «А» и «Б»

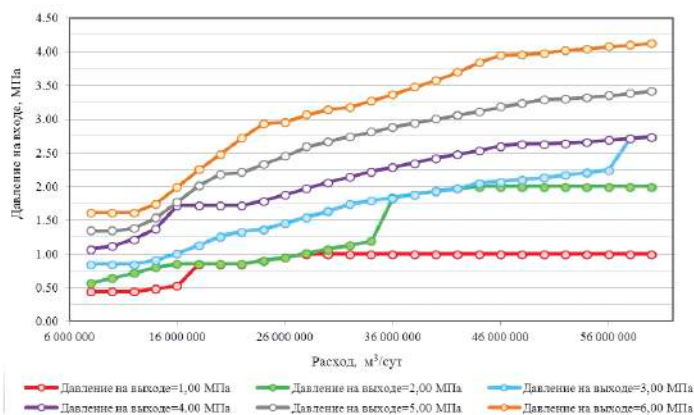


Рис. 3 — Кривые режимов компримирования модели ДКС Вынгайхинского газового промысла

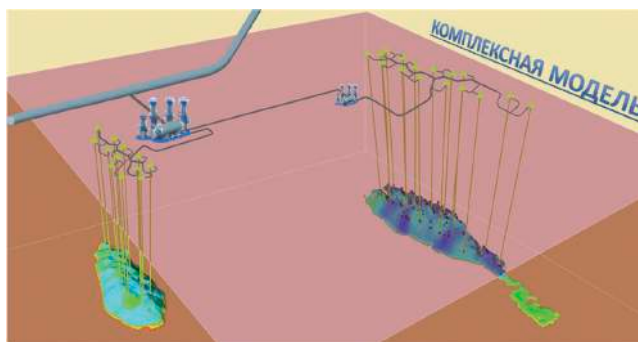


Рис. 4 — Схематичное представление комплексной модели сеноманских залежей Вынгайхинского и Еты-Пуровского месторождений

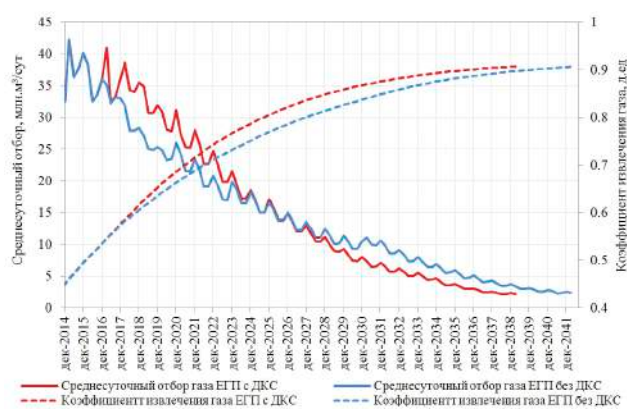


Рис. 5 — Прогнозная динамика среднесуточного отбора газа и коэффициента извлечения газа по сеноманской залежи Еты-Пуровского НГКМ

Последним этапом объединения стал перенос скважин [4] отдельных моделей на модель с единым гидродинамическим каркасом. Стоит отметить, что свойства моделей залежей были перенесены после построения и адаптации на историю разработки отдельных гидродинамических моделей рассматриваемых залежей, а полученные модификаторы полей фильтрационно-емкостных свойств использовались для корректировки соответствующих параметров в единой гидродинамической сетке, для установления горно-геологических и термобарических соответствий.

Моделирование наземных сетей произведено с помощью опции Network программного продукта Eclipse. В модели была описана структура ГСС, учитывающая порядок подключения шлейфов, наличие дроссельных задвижек, дожимной комплекс. Для каждого участка сети рассчитаны индивидуальные единицы потерь давления.

Для проверки соответствия показателей комплексной модели фактическим данным, расчет исторического периода был проведен по прогнозной схеме, результаты которого показали достаточную степень точности комплексной модели и надежности ее использования при расчете прогнозной стратегии разработки.

Комплексная модель также включает в себя модель ДКС, установленной на промысле сеноманской залежи Вынгайхинского месторождения. При ее построении были использованы газодинамические

характеристики установленных на газоперекачивающих агрегатах (ГПА) сменных проточных частей (СПЧ), а также рассчитаны режимы работы ДКС после перехода на двух и трех ступенчатое компримирование. Режимы компримирования модели ДКС ВЯГП представлены на рис. 3.

Учитывая, что комплексная модель содержит в себе две пластовые системы, объединенные единой системой ГСС, расчет прогнозной стратегии разработки учитывает взаимовлияние моделей на поверхностном уровне. Схематично комплексная модель рассматриваемых залежей представлена на рис. 4.

Стоит отметить, что одновременность ввода залежей в промышленную разработку, а также неточности в оценке начальных запасов газа стали причиной дисбаланса пластовых и как следствие входных давлений в ДКС Вынгайхинского промысла, что является одной из наиболее значимых проблем совместной разработки залежей [5].

Итоги

Просчитаны прогнозные стратегии совместной разработки залежей. Построенная комплексная модель позволяет учитывать влияние изменения пластовых параметров и технологических компонентов на совместную разработку, учитывать продуктивные характеристики скважин обеих залежей при распределении отборов газа, повысить точность прогнозных технологических показателей.

Выводы

Специалистами ООО «ТюменНИИгипрогаз» предложены варианты разработки, направленные на повышение эффективности разработки, как на ближайшую перспективу, так и на доизвлечение запасов газа на завершающей стадии разработки. В частности предложено оснащение Еты-Пуровского газового промысла ДКС (динамика изменения технологических показателей представлена на рис. 5), бурение горизонтальных скважин на Вынгайхинском газовом промысле, реализация технологии распределенного компримирования.

Список используемой литературы

1. Батурин А. Ю. Геолого-технологическое моделирование разработки нефтяных и газовых месторождений. Москва: ВНИИОЭНГ, 2008. 113 с.
2. Eclipse user's guide 2012.2. Schlumberger, 2012, 2770 p.
3. Eclipse technical description 2006. Schlumberger, 2006, 1068 p.
4. Holmes J. A. Enhancements to the Strongly Coupled, Fully Implicit Well Model: Wellbore Crossflow Modeling and Collective Well Control. SPE, issue 12259. 7th SPE Symposium on Reservoir Simulation, San Francisco, 1983.
5. Ермилов О. М. и др. Применение математического моделирования при разработке крупных газовых месторождений Западной Сибири. Новосибирск: СО РАН, 2003, 78 с.

ENGLISH

GAS INDUSTRY

Complex modeling of joint development of Cenomanian gas fields

UDC 622.279.23/.4.001.57

Authors:

Roman I. Sharipov — graduate student, junior scientist¹; SharipovRI@tngg.ru
Sergey Yu. Svetsky — head of complex modeling of gas fields production sector¹;
Vitaly A. Varlamov — head of sector¹;

¹TyumenNIIgiprogaz LLC, Tyumen, Russian Federation

Abstract

The solution of complex modeling to development a two different gas fields as collection and compression united system is suggested. Two hydrodynamic models are combining by connecting elements to create a united gas field. Collection system modeling was designed with account for compression facility complex.

Materials and methods

Math modeling of hydrodynamic process.

Results

The prognosis of joint fields development strategy was calculated. Developed complex model is for counting changes influence of reservoir factors and technological components to joint fields production. Also it helps for counting productive wells of both fields.

Conclusions

TyumenNIIgiprogaz experts suggested options to increase production efficiency as for near future as for final stage of gas production. Particularly

suggested equipping Ety-Purovsk gas field by compression facility complex (dynamic changing process parameters is shown in Fig. 5), horizontal well drilling at Vyngajahinsk gas field and technology of uniform pressure realization.

Keywords

complex model, hydrodynamic grid, joint development, gas field, model adaptation

References

1. Baturin A. J. *Geologo-tehnologicheskoe modelirovanie nefjanyh i gazovyh mestorozhdenij* [Oil and gas fields geotechnical modeling]. Moscow: VNIIOENG, 2008, 113 p.
2. Eclipse user's guide 2012.2. Schlumberger, 2012, 2770 p.
3. Eclipse technical description 2006. Schlumberger, 2006, 1068 p.
4. Holmes J.A. Enhancements to the Strongly Coupled, Fully Implicit Well Model: Wellbore Crossflow Modeling and Collective Well Control. SPE, issue 12259. 7th SPE Symposium on Reservoir Simulation, San Francisco, 1983.
5. Ermilov O.M. and others. *Primenenie matematicheskogo modelirovanija pri razrabotke krupnyh gazovyh mestorozhdenij Zapadnoj Sibiri* [Math modeling method in action during large West Siberian gas fields development]. Novosibirsk: SB RAS, 2003, 78 p.