

УПРАВЛЕНИЕ РАЗРАБОТКОЙ НЕФТЕГАЗОВОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ В ЗАМКНУТОМ ЦИКЛЕ

Э.С. Закиров, С.Н. Закиров, И.М. Индрупский, О.В. Любимова, Д.П. Анিকেев,
И.М. Ширяев, М.Н. Баганова
ИПНГ РАН, e-mail: ezakirov@ogri.ru

Проблема оптимального управления разработкой всегда имела важное значение, но особенную практическую ценность приобрела в последние годы. Интеллектуальные системы управления промыслом, «умные» скважины и другие технические достижения открывают новые возможности для максимизации отдачи от эксплуатации залежи без дополнительных затрат на бурение и изменение системы разработки. Особенно актуальна данная задача для трудноизвлекаемых запасов углеводородов – залежей с низкопроницаемыми резко неоднородными коллекторами, высокообводненных залежей, залежей высоковязкой нефти, месторождений с остаточными запасами низконапорного газа, газоконденсатных залежей, нефтяных оторочек и др.

В настоящее время управление разработкой понимается больше как техническая проблема внедрения соответствующих управляющих и измерительных средств, тогда как научно-методические аспекты этого вопроса недостаточно развиты. Наиболее точная и практически ценная постановка таких задач подразумевает управление разработкой в замкнутом цикле, когда ассимиляция данных в 3D фильтрационной модели из различных источников сменяется оптимизацией добычи на основе адаптированной 3D гидродинамической модели пласта. Прогнозирование показателей разработки при заданных дебитах добывающих и приемистостях нагнетательных скважин или отдельных интервалов «умных» скважин осуществляется в многофазной нестационарной постановке с использованием секторной или полномасштабной 3D модели. Для учета постоянно поступающей промысловой информации периодически осуществляется автоматизированная адаптация 3D модели к фактическим показателям эксплуатации и исследования скважин.

Авторами накоплен многолетний опыт решения обратных задач по уточнению параметров 3D модели, начиная с традиционной идентификации множителей пористости и проницаемости до задач геометрической идентификации. В настоящее время реализован геологически согласованный алгоритм автоматизированной адаптации 3D модели на основе эффективных современных методов теории оптимального управления. В отличие

от традиционных подходов, при адаптации корректируются не индивидуальные значения фильтрационно-емкостных свойств по зонам залежи, а исходные параметры анизотропных геостатистических полей и петрофизических зависимостей с учетом фациальной модели пласта. Адаптированная 3D модель используется для поиска на каждом временном шаге управляющих воздействий, максимизирующих интегральный критерий качества. Например, – дисконтированную добычу нефти или критерий экономической эффективности за заданный прогнозный период. Учитываются групповые ограничения промысловой инфраструктуры на объемы добычи/закачки флюидов и индивидуальные ограничения скважин по давлению. Эффективность алгоритма решения оптимизационной задачи также обеспечивается использованием современных методов теории оптимального управления.

Разработанные алгоритмы решения задач управления разработкой в замкнутом цикле внедрены в авторский некоммерческий программный комплекс *SimMatch*[®]. В рамках решения прямых задач он реализует расширенную модель нелетучей нефти (black oil) и соответствует по функциональности основным модулям коммерческих симуляторов. В качестве примера реализации предлагаемого подхода в статьях данного выпуска* представлены примеры решения задач геологически согласованной адаптации и оптимального управления заводнением для залежей с резко неоднородными анизотропными полями фильтрационно-емкостных свойств.

Развиваемые авторами подходы впервые обеспечивают решение задач управления разработкой в замкнутом цикле в наиболее полной и ориентированной на решение практических задач постановке. Созданные методы и алгоритмы реализуют возможность автоматизированной адаптации 3D модели к фактическим данным без нарушения геологических принципов ее построения, дают возможность контролировать снижение неопределенности прогноза показателей разработки с учетом поступающей промысловой информации и осуществлять упреждающее оптимальное управление режимами работы скважин или отдельных интервалов «умных» скважин для максимизации интегральной отдачи от разработки залежи.

* См. статьи:

Закиров Э.С., Закиров С.Н., Индрупский И.М., Аникеев Д.П. «Обратные задачи по идентификации параметров пласта (задачи history matching)»;

Закиров Э.С., Закиров С.Н., Индрупский И.М., Аникеев Д.П. «Регулирование разработки нефтяных и газовых месторождений» в данном выпуске.

Управление разработкой в замкнутом цикле – модная тема в нефтегазовой литературе. Среди самых известных и цитируемых теоретических работ по данному вопросу можно перечислить публикации [1–4].

Данное понятие имеет вполне определенный смысл с практической точки зрения. А именно, подразумевается максимизация технико-экономического критерия качества на основе постоянно адаптирующейся 3D модели к непрерывно поступающим данным при разработке интеллектуального месторождения природных углеводородов. Существует большое количество взаимозаменяемых понятий, характеризующих подобный подход: «управление разработкой в замкнутом цикле», «управление в реальном времени», «интеллектуальное управление пластом», «оптимизация в замкнутом цикле», «интеллектуальные месторождения», «i-fields», «e-fields», «самообучающееся управление пластом» или «интегрированные операции».

Цель данного подхода выражается в максимизации коэффициента извлечения нефти (КИН) или экономических параметров (например, дисконтированной добычи нефти, что при постоянной цене на нефть соответствует дисконтированному доходу от продажи добываемой нефти) в процессе разработки залежи за счет изменения режимов работы забойного и наземного оборудования. Причем частота управляющих воздействий может покрывать диапазон от периодических изменений до практически непрерывного процесса управления.

Важнейшим средством достижения цели является 3D компьютерное гидродинамическое моделирование. Соответствующая 3D модель подвергается процедуре адаптации по мере выявления значительного отличия прогноза по указанной 3D модели от наблюдаемых на месторождении фактических данных. Таким образом, для достоверности оптимизации 3D гидродинамическая модель поддерживается в максимально актуальном состоянии. К очередному этапу оптимизации показателей разработки не приступают до тех пор, пока 3D модель не ассимилирует все поступающие данные с промысла и различных сенсоров интеллектуальных скважин.

В литературе присутствует достаточное количество работ по управлению разработкой в замкнутом цикле [1, 3–17]. Эти работы имеют различные названия и заявляемые цели, но объединены принципом ассимиляции данных моделью для ее уточнения и последующей оптимизации на актуализированной модели. Первые подходы использовали простые 2D модели. Затем произошел переход к более реалистичным

сеточным областям. Используется большое разнообразие подходов как к адаптации истории разработки, так и оптимизации. Наиболее часто используется сопряженный метод и групповой фильтр Калмана EnKF. При этом один из указанных методов используют для адаптации истории разработки, а второй – для оптимизации. В этом и состоит основной недостаток рассматриваемых подходов. Так или процедура адаптации истории разработки реализована в недостаточно строгой постановке, или та же проблема свойственна оптимизации параметров разработки.

Авторы основывают математическое обеспечение для решения обратных задач обоих типов (типа идентификации и типа регулирования) на современных методах теории оптимального управления, что позволяет осуществлять их решение на единой основе и с полным учетом всех особенностей 3D модели многофазной фильтрации для конкретного месторождения.

В данной статье представляется динамика изменения подхода авторов к задачам адаптации истории разработки и оптимизации. Стартуя с традиционного определения множителей пористости и проницаемости в качестве оцениваемых в обратной задаче параметров, через различные задачи геометрической идентификации, авторы пришли к геологически согласованному варианту адаптации, когда производится уточнение параметров геостатистической модели пласта. В этом случае адаптация реализуется наиболее согласованным образом с принципами построения 3D геологической модели. Адаптированная модель в дальнейшем используется для оптимизации. В статье данного выпуска* приводятся примеры решения задач идентификации параметров модели и регулирования для синтетических и реальных примеров залежей углеводородов.

Автоматизированная адаптация истории разработки подвергалась интенсивному исследованию в течение, по крайней мере, последних 30 лет. Постановка задачи и используемые методы постоянно эволюционировали. Начальные 1D или 2D, часто стационарные, однофазные модели [18, 19] на сегодняшний день полностью вытеснены 3D нестационарными многофазными постановками обратных задач, принимающими во внимание детальную геологию и физику пласта [20].

В области методов решения обратных задач имеется большое число фундаментальных обзорных работ, среди которых следует упомянуть [21–30] и многие

* См. статью *Закиров Э.С., Закиров С.Н., Индрунский И.М., Анিকেев Д.П.* «Обратные задачи по идентификации параметров пласта (задачи history matching)» в данном выпуске.

другие. Поэтому в рамках данной статьи возможен только краткий обзор с самой необходимой информацией.

В начале эры автоматизированной адаптации истории разработки обратная задача формулировалась как задача минимизации целевой функции в виде суммы квадратов невязок [31, 32]. Соответствующий обзор применяемых целевых функций представлен в различных работах, например, [20, 25]. Наиболее популярные методы оптимизации используют методы Гаусса-Ньютона или Левенберга-Марквардта, основанные на матрице коэффициентов чувствительности [33–35]. Хотя данные методы применяются нефтегазовой индустрией [36], они показали плохую вычислительную эффективность для больших задач, типичных для моделирования пластов. Тем не менее, они все еще популярны как при интерпретации результатов исследования скважин [37, 38], так и в теоретических исследованиях по обратным задачам с более сложными формулировками и целевыми функциями [20].

Методы теории оптимального управления (сопряженные методы) [39, 40] доказали высокую эффективность для крупномасштабных задач адаптации истории разработки, при этом наиболее интенсивные исследования велись в 1990-е годы. Недавний обзор [29] охватывает многие работы, основанные на методах теории оптимального управления. Затем стало популярным применение этих методов в задачах регулирования [41–48], хотя некоторые исследования по адаптации истории разработки продолжают по настоящее время [20, 42, 43, 49].

В большинстве реализаций методов на основе коэффициентов чувствительности и методов теории оптимального управления значения коэффициентов пористости и проницаемости индивидуальных сеточных блоков рассматриваются в качестве главных управляющих параметров обратных задач. Из-за большой размерности было предложено несколько подходов к параметризации и регуляризации рассматриваемой обратной задачи. Среди них следует упомянуть методы репараметризации, зонирования [19, 31, 50, 51], метод пилотных точек [52, 53], разложение Karhunen-Loeve [14] и др. Обзор различных подходов к регуляризации представлен в [20, 27]. Однако ни один из них не требует от адаптированной модели сохранения геологических принципов построения исходной модели. Немногочисленные альтернативные подходы имеют дело со строго объектными геологическими моделями пласта и пытаются адаптировать параметры объектов к данным добычи [54].

Начиная с 2000-х годов наибольшие усилия стали направляться на оценку неопределенности. Большинство исследователей переключилось на байесовскую формулировку обратной задачи, которую можно интерпретировать как снижение апостериорной неопределенности параметров при ассимиляции данных добычи (см. обзоры в [20, 27] и проект по сопоставлению решений [55]). Однако байесовский подход приводит к задачам оптимизации с целевыми функциями, близкими к регуляризованной детерминистической постановке (взвешенной сумме квадратов невязок с некоторыми дополнительными априорными членами). Результатом решения являются крайне неопределенные неоднородные поля пористости и проницаемости, обусловленные только данными добычи и регуляризованные требованием близости к их исходному распределению.

Недостаток учета геологических особенностей при автоматизированной ассимиляции данных вызвал широкий практический интерес к адаптации истории разработки в полуавтоматизированном режиме. Ряд коммерческих пакетов прикладных программ, таких как MEPO[®], Enable[®] и др., используют аппроксимацию целевой функции, методы планирования эксперимента и глобальной оптимизации. Из-за плохой вычислительной эффективности результат крайне зависит от способности инженера-разработчика идентифицировать умеренное число ключевых параметров для использования при адаптации истории. Сохранение пластовой геологии также не контролируется данными алгоритмами.

Современный тренд в автоматизированной адаптации истории разработки связан с методами группового фильтра Калмана (EnKF) [28, 56]. Их преимущество состоит в отсутствии необходимости корректировать программный код симулятора, а также в его способности работать с набором реализаций модели. Таким образом, способность оценки неопределенности – одна из главных привлекательных черт методов EnKF. Однако, также имеются и существенные недостатки, связанные с вычислительными затратами и трудностями, возникающими в случае сильно нелинейных задач. Хотя обычно предполагается, что все реализации относятся к одной и той же пластовой модели, для сохранения геологической согласованности начальных и сааптированных распределений пористости и проницаемости никакого специального контроля не производится.

На сегодняшний день большинство моделей продуктивных пластов основаны на двухточечной геостатистике для моделирования распределений пористости (а также

иногда и проницаемости) в пределах каждой фации. Вариограмма [57] – ключевой инструмент для описания пространственной корреляции поля параметра, а кригинг (детерминированный или в качестве части последовательного стохастического моделирования) – метод для генерации распределений параметров, обусловленных статическими данными по скважинам. Когда пористость является единственным параметром, определяемым в результате кригинга, для каждой фации обычно используется петрофизическая зависимость логарифма проницаемости от пористости. Таким образом, хорошо это или плохо, но вариограмма в концентрированном виде содержит ключевую геологическую информацию о полях пористости и проницаемости для каждой фации в пластовой модели.

В действительности используемые вариограммы для моделирования свойств пласта являются параметрическими функциями из определенных классов. Существует несколько теоретических моделей: экспоненциальная, гауссова, сферическая и др. Такие параметры вариограммы, как диапазон, порог и эффект самородка, определяются подгонкой теоретической кривой к экспериментальной, вычисленной на основе статических данных по скважинам. Для учета пространственной анизотропии распределений свойств пласта различают направленные вариограммы вдоль главного, вспомогательного и вертикального направлений. При этом некоторые параметры вариограмм (обычно диапазон) заметно различаются по 3 упомянутым направлениям. Азимутальный угол между главным и вспомогательным латеральными направлениями также выбирают на основе статических данных по скважинам. Для нефтяных и газовых пластов, особенно на ранних стадиях разработки, значения параметров вариограмм обычно крайне неопределенны из-за недостатка данных на малых и средних расстояниях.

Благодаря непрерывно поступающей новой информации от интеллектуальных датчиков возможно неуклонное повышение достоверности 3D модели за счет ассимиляции в модели всех собираемых данных. Благодаря наличию уточненной к фактическим данным 3D гидродинамической модели возможно осуществление уточненного прогноза. А главное – оптимизация технико-экономических показателей разработки. Соответствующий подход использует так называемую модель скважины, рассмотренную в статье данного выпуска*.

* См. статью Закиров Э.С., Закиров С.Н., Индрупский И.М., Аникеев Д.П. «О представлении скважины в 3D гидродинамической модели» в данном выпуске.

Задачи регулирования разработки могут иметь разные цели. Например, кратко- и долгосрочные, многокритериальные, часто взаимно конфликтующие. Поэтому формулировка подобных задач отличается относительным разнообразием. Одна из практически важных задач регулирования разработки применительно к нефтегазовой залежи заключается в следующем. При заданных ограничениях промысловой инфраструктуры осуществляется максимизация технико-экономического критерия (например, накопленной дисконтированной добычи нефти) за счет применения автоматизированного алгоритма распределения дебитов и расходов по добывающим и нагнетательным скважинам на каждый интервал прогнозного периода времени. При этом осуществляется оптимизация в целом, полными скважинами. Хотя возможна и поинтервальная оптимизация режимов работы скважины. Соответствующий алгоритм оптимизации в целом также основан на современных методах теории оптимального управления и реализован в программном продукте *SimMatch*[®] [41–43, 58–62]. В [62] и статье данного выпуска* на ряде синтетических примеров демонстрируется эффект от его применения совместно с разработанной процедурой геологически согласованной адаптации 3D модели к истории разработки [63–65]. В результате подтверждается факт создания необходимого математического и программного обеспечения для управления разработкой месторождения в режиме замкнутого цикла (бесконечного цикла «прогноз – фактические данные – адаптация – оптимизация») [62].

Таким образом, цель данной статьи – представить ретроспективу и текущее состояние решения авторами задач, связанных с управлением разработкой в замкнутом цикле. В частности, эффективный метод адаптации к истории разработки, использующий динамические данные добычи для корректировки распределений пористости и проницаемости в согласии с принципами, заложенными при построении геологической модели. Для достижения данной цели значения параметров анизотропной вариограммы и корреляции пористости и проницаемости для каждой фации уточняются с использованием градиентной процедуры. Разработанные алгоритмы решения задач оптимального управления разработкой (задач регулирования) используются затем для максимизации заданного технико-экономического критерия. Представленные в статье данного выпуска** примеры демонстрируют потенциал применения разработанных методов.

* См. статью *Закиров Э.С., Закиров С.Н., Индрупский И.М., Аникеев Д.П.* «Регулирование разработки нефтяных и газовых месторождений» в данном выпуске.

** См. статью *Закиров Э.С., Закиров С.Н., Индрупский И.М., Аникеев Д.П.* «Обратные задачи по идентификации параметров пласта (задачи history matching)» в данном выпуске.

Выводы

Современное развитие математического и программного обеспечения позволяет эффективно решать практические задачи оптимального управления разработкой в замкнутом цикле на основе 3D геолого-технологических моделей реальных месторождений в полноценной геологически-согласованной, нестационарной, многофазной постановке. Разработанные и реализованные в программном комплексе *SimMatch*[®] алгоритмы на основе современных методов теории оптимального управления подтвердили свою эффективность на многочисленных синтетических и реальных примерах. Особое значение и перспективы развиваемые подходы имеют для современных интеллектуальных систем заканчивания скважин и управления промыслом.

Статья написана в рамках выполнения государственного задания (тема «Научное обоснование новых экологически чистых технологий разработки месторождений углеводородов в сложных горно-геологических условиях на основе 3D-компьютерных экспериментов», № АААА-А16-116022510270-1).

ЛИТЕРАТУРА

1. *Jansen J.D., Douma S.D., Brouwer D.R., van den Hof P.M.J., Bosgra O.H., Heemink A.W.* Closed-Loop Reservoir Management // Paper SPE 119098 prepared for presentation at the SPE Reservoir Simulation Symposium. The Woodlands, Texas, USA, 2–4 February 2009. 18 p.
2. *Chierici G.L.* Economically improving oil recovery by advanced reservoir management // Journal of Petroleum Science and Engineering. 1992. Vol. 8, No. 3. P. 205–219.
3. *Jansen J.D., Brouwer D.R., Naevdal G., van Kruijsdijk C.P.J.W.* Closed-loop reservoir management // First Break. 2005. Vol. 23. P.43–48.
4. *Jansen J.D., Durlofsky L., Aziz K., van Kruijsdijk C.P.J.W.* Editorial for special issue on «Closed-loop reservoir management» // Computational Geosciences. 2006. Vol. 10, No. 1. P. 1–2.
5. *Aitokhuehi I., Durlofsky L.J.* Optimizing the performance of smart wells in complex reservoirs using continuously updated geological models // Journal of Petroleum Science and Engineering. 2005. Vol. 48, No. 3&4. P. 254–264.
6. *Brouwer D.R., Naevdal G., Jansen J.D., Vefring E., van Kruijsdijk C.P.J.W.* Improved reservoir management through optimal control and continuous model updating // Paper SPE 90149 prepared for presentation at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition. Houston, Texas, USA, 26–29 September 2004. 11 p.

7. *Chen Y., Oliver D.S., Zhang D.* Efficient ensemble-based closed-loop production optimization // Paper SPE 112873 prepared for presentation at the SPE/DOE Improved Oil Recovery Symposium. Tulsa, USA, 19–23 April 2008. 12 p.
8. *Chen Y., Oliver D.S.* Ensemble-Based Closed-Loop Optimization Applied to Brugge Field // Paper SPE 118926 prepared for presentation at the SPE Reservoir Simulation Symposium. The Woodlands, Texas, USA, 2–4 February 2009. 22 p.
9. *Lorentzen R.J., Shafieirad A., Naevdal G.* Closed-loop reservoir management using the ensemble Kalman filter and sequential quadratic programming // Paper SPE 119101 prepared for presentation at the SPE Reservoir Simulation Symposium. The Woodlands, Texas, USA, 2–4 February 2009. 12 p.
10. *Naevdal G., Brouwer D.R., Jansen J.D.* Water flooding using closed-loop control // Computational Geosciences. 2006. Vol. 10, No. 1. P. 37–60.
11. *Overbeek K.M., Brouwer D.R., Naevdal G., van Kruijsdijk C.P.J.W., Jansen J.D.* Closed-loop water flooding // Proceedings of 9th European Conference on the Mathematics of Oil Recovery (ECMOR-IX). Cannes, France, 28 August–2 September 2004. 8 p.
12. *Peters E., Arts R.J., Brouwer G.K., Geel C.* Results of the Brugge benchmark study for flooding optimization and history matching // Paper SPE 119094 prepared for presentation at the SPE Reservoir Simulation Symposium. The Woodlands, Texas, USA, 24 February 2009. 21 p.
13. *Sarma P., Durlofsky L.J., Aziz K.* Efficient closed-loop production optimization under uncertainty // Paper SPE 94241 prepared for presentation at the SPE Europec/EAGE Annual Conference. Madrid, Spain, 13–16 June 2005. 14 p.
14. *Sarma P., Durlofsky L.J., Aziz K., Chen W.H.* Efficient real-time reservoir management using adjoint-based optimal control and model updating // Computational Geosciences. 2006. Vol. 10, No. 1. P. 3–36.
15. *Sarma P., Durlofsky L.J., Aziz K.* Computational techniques for closed-loop reservoir modeling with application to a realistic reservoir // Petroleum Science and Technology. 2008. Vol. 26, No. 10&11. P. 1120–1140.
16. *van Essen G.M., Zandvliet M.J., van den Hof P.M.J., Bosgra O.H., Jansen J.D.* Robust water flooding optimization of multiple geological scenarios // Paper SPE 102913 prepared for presentation at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition. San Antonio, USA, 24–27 September 2006. 7 p.

17. Wang C., Li G., Reynolds A.C. Production optimization in closed-loop reservoir management // Paper SPE 109805 prepared for presentation at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition. Anaheim, California, USA, 11–14 November 2007. 13 p.
18. Kruger W.D. Determining areal permeability distribution by calculations // JPT. 1961. Jule. P. 691–696.
19. Jahns H.O. A rapid method for obtaining a two-dimensional reservoir description from well pressure response data // Soc. Pet. Eng. J. 1966. Vol. VI, No. 4. 13 p.
20. Oliver D.S., Reynolds A.C, Liu N. Inverse Theory for Petroleum Reservoir Characterization and History Matching. Cambridge, UK: Cambridge University Press, 2008. 392 p.
21. Yeh W.W.-G. Review of parameter identification in groundwater hydrology: the inverse problem // Water Resources Research. 1986. Vol. 22, No. 2. P. 95–108.
22. Carrera J., Neuman S.P. Estimation of Aquifer Parameters Under Transient and Steady State Conditions: 1. Maximum Likelihood Method Incorporating Prior Information // Water Resources Research. 1986. Vol. 22, No. 2. P. 199–210.
23. Carrera J., Neuman S.P. Estimation of Aquifer Parameters Under Transient and Steady State Conditions: 2. Uniqueness, Stability, and Solution Algorithms // Water Resources Research. 1986. Vol. 22, No. 2. P. 211–227.
24. Carrera J., Neuman S.P. Estimation of Aquifer Parameters Under Transient and Steady State Conditions: 3. Application to Synthetic and Field Data // Water Resources Research. 1986. Vol. 22, No. 2. P. 228–242.
25. Ewing R.E., Pilant M.S., Wade J.G., Watson A.T. Parameter Estimation in Petroleum and Groundwater Modeling // IEEE Comput. Sci. Eng. 1994. Vol. 1, No. 3. P. 19–31.
26. Watson A.T., Wade J.G., Ewing R.E. Parameter and system identification for fluid flow in underground reservoirs // Proceedings of Conference on Inverse Problems and Optimal Design in Industry. Philadelphia, PA, 1994. 28 p.
27. Oliver D.S., Chen Y. Recent progress on reservoir history matching: a review // Comput Geosci. 2011. Vol. 15. P. 185–221.
28. Aanonsen S.I., Naevdal G., Oliver D.S., Reynolds A.C., Valles B. Ensemble Kalman filter in reservoir engineering – a review // Soc. Pet. Eng. J. 2009. Vol. 14, No. 3. P. 393–412.
29. Jansen J.D. Adjoint-based optimization of multi-phase flow through porous media – a review // Computers & Fluids. 2011. Vol. 46. P. 40–51.

30. *Tarantola A.* Inverse problem theory and methods for model parameter estimation. SIAM, Philadelphia, 2005. 342 p.
31. *Jacquard P., Jain C.* Permeability distribution from field pressure data // Soc. Pet. Eng. J. 1965. Vol. 5. P. 281–294.
32. *Watson A.T., Lane H.S., Gatens J.M.* Using Weighted Least Squares for History Matching Cumulative Production Data // Paper SPE 17063 prepared for presentation at the SPE Eastern Regional Meeting. Pittsburg, Pennsylvania, 21–23 October 1987. 5 p.
33. *Thomas K.L., Hellums L.J., Reheis G.M.* A Nonlinear Automatic History Matching Technique for Reservoir Simulation Models // Soc. Pet. Eng. J. 1972. December. P. 508–514.
34. *Anterion F., Eymard R., Karcher B.* Use of Parameter Gradients for Reservoir History Matching // Paper SPE 18433 prepared for presentation at the SPE Symposium on Reservoir Simulation. Houston, Texas, USA, 6–8 February 1989. 16 p.
35. *Tan T.B., Kalogerakis N.* A Fully Implicit, Three-Dimensional, Three-Phase Simulator With Automatic History-Matching Capability // Paper SPE 21205 prepared for presentation at the 11th SPE Symposium on Reservoir Simulation. Anaheim, California, 17–20 February 1991. 12 p.
36. SimOpt Schlumberger Eclipse 2010.1 SimOpt User Guide. 2010.
37. *Horne R.N.* Modern Well Test Analysis. A Computer-Aided Approach, second edition. Petroway Inc., Palo Alto, CA, 1995. 185 p.
38. *Kamal M., Abbaszadeh M., Cinco-Ley H.* et al. Transient Well Testing, first edition. Richardson, Texas: Monograph Series, SPE, 2009. 414 p.
39. *Chavent G., Dupuy M., Lemmonier P.* History Matching by Use of Optimal Control Theory // Soc. Petr. Eng. J. 1975. February. P. 74–86.
40. *Watson A.T., Seinfeld J.H., Gavalas G.R., Woo P.T.* History matching in two-phase petroleum reservoirs // Soc. Pet. Eng. J. 1980. Vol. 20, No. 6. P. 521–530.
41. *Zakirov I.S., Aanonsen S.I., Zakirov E.S., Palatnik B.M.* Optimising Reservoir Performance by Automatic Allocation of Well Rates // Proceedings of 5th European Conference on the Mathematics of Oil Recovery. Leoben, Austria, 3–6 September 1996. 10 p.
42. *Закиров И.С.* Развитие теории и практики разработки нефтяных месторождений. М.-Ижевск: Институт компьютерных исследований, НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика». 2006. 356 с.

43. *Закиров Э.С.* Трехмерные многофазные задачи прогнозирования, анализа и регулирования разработки месторождений нефти и газа. М.: Изд. дом «Грааль», 2001. 303 с.
44. *Brouwer D.R., Jansen J.D.* Dynamic optimization of water flooding with smart wells using optimal control theory // SPEJ. 2004. Vol. 9, No. 4. P. 391–402.
45. *Sarma P., Aziz K., Durlofsky L.J.* Implementation of adjoint solution for optimal control of smart wells // Paper SPE 92864 presented at the SPE Reservoir Simulation Symposium. Houston, Texas, USA, 31 January–2 February 2005. 17 p.
46. ResOpt Schlumberger Eclipse 2010.1 Technical Description: Optimization. 2010.
47. *Ramirez F.W.* Application of Optimal Control Theory to Enhanced Oil Recovery. Elsevier, Development in Petroleum Science. 1987. Vol. 21. 243 p.
48. *Brouwer D.R.* Dynamic Water Flood Optimization with Smart Wells using Optimal Control Theory // PhD Thesis. Delft: Delft University of Technology, 2004.
49. *Закиров С.Н., Закиров Э.С., Индрупский И.М., Левченко В.С., Брадулина О.В., Цаган-Манджиев Т.Н.* Вертикальное и 3D гидропрослушивание продуктивных пластов // Новые технологии освоения и разработки трудноизвлекаемых запасов нефти и газа и повышения нефтегазоотдачи: Тр. VII Междунар. технологич. симпозиума. М., 2008. С. 49–63.
50. *Gavalas G.R., Shah P.C., Seinfeld J.H.* Reservoir history matching by Bayesian estimation // SPEJ. 1976. Vol. 16, No. 6. P. 337–350.
51. *Shah P.C., Gavalas G.R., Seinfeld J.H.* Error analysis in history matching: The optimum level of parameterization // Soc. Pet. Eng. J. 1978. Vol. 18, No. 3. P. 219–228.
52. *de Marsily G., Lavedan G., Boucher M., Fasanino G.* Interpretation of interference tests in a well field using geostatistical techniques to fit the permeability distribution in a reservoir model // Geostatistics for Natural Resources Characterization. 1984. Part 2. P. 831–849.
53. *Bissel R.* Calculating optimal parameters for history matching // Proceedings of 4th European Conference on the Mathematics of Oil Recovery. Roros, Norway, 7–10 June 1994.
54. *Landa J.L.* Reservoir Parameter Estimation Constrained to Pressure Transients, Performance History and Distributed Saturation Data // PhD Thesis. Stanford University, California, 1997.

55. *Floris F.J.T., Bush M.D., Cuypers M., Roggero F., Syversveen A.-R.* Methods for quantifying the uncertainty of production forecasts: a comparative study // *Pet. Geosci.* 2001. Vol. 7. P. 87–96.
56. *Evensen G.* Data assimilation – The Ensemble Kalman Filter. Springer, Berlin, 2007. 248 p.
57. *Goovaerts P.* Geostatistics for Natural Resources Evaluation. Oxford University Press, New York, 1997. 483 p.
58. *Zakirov E.S., Zakirov I.S.* Optimal Production Management of Multilayered Fields // Proceedings of ECMOR VIII – 8th European Conference on the Mathematics of Oil Recovery. Freiberg, Germany, 3–6 September 2002. 8 p.
59. *Закиров И.С., Закиров Э.С.* Регулирование разработки месторождений природных углеводородов // Газовая промышленность. 1997. № 7. С. 68–71.
60. *Закиров Э.С.* Регулирование процесса разработки нефтяных оторочек // Наука и технология углеводородов. 2000. № 1. С. 64–70
61. *Закиров Э.С., Мангазеев В.П., Закиров И.С.* Регулирование разработки многопластовых месторождений // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2002. № 5. С. 73–78.
62. *Закиров Э.С., Закиров С.Н., Индрупский И.М., Любимова О.В., Аникеев Д.П., Ширяев И.М., Баганова М.Н.* Оптимальное управление разработкой месторождения в замкнутом цикле // Статья SPE-176642-RU, представленная на Российской нефтегазовой технической конференции SPE. М., Россия. 26–28 октября 2015. 31 p.
63. *Zakirov E.S., Indrupskiy I.M., Lubimova O.V., Shiriaev I.M.* Geostatistically-consistent History Matching // Proceedings of ECMOR XIV – 14th European Conference on the Mathematics of Oil Recovery. Catania, Italy, 8–11 September 2014. Vol. 2. P. 902–915.
64. *Zakirov E.S., Indrupskiy I.M., Shiryayev I.M., Lyubimova O.V., Anikeev D.P.* Advanced Geologically-consistent History Matching and Uncertainty Evaluation. // Proceedings of ECMOR XV – 15th European Conference on the Mathematics of Oil Recovery. Amsterdam, the Netherlands, 2016. 26 p.
65. *Закиров Э.С., Индрупский И.М., Любимова О.В., Ширяев И.М., Аникеев Д.П.* Согласованная адаптация геостатистических моделей залежей нефти и газа // Доклады Академии наук. 2017. Т. 476, № 4. С. 421–425.