

РЕГУЛИРОВАНИЕ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Э.С. Закиров, С.Н. Закиров, И.М. Индрупский, Д.П. Аникеев
ИПНГ РАН, e-mail: ezakirov@ogri.ru

Наличие уточненной по фактическим данным 3D модели позволяет осуществить достоверный прогноз и оптимизацию технологических показателей разработки. Решение задач адаптации истории разработки рассматривалось в работах [1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10] и опиралось на методы теории оптимального управления.

Задачи регулирования разработки могут иметь разные цели, поэтому их формулировки отличаются 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. Соответствующий алгоритм также основан на современных методах теории оптимального управления и реализован в программном продукте *SimMatch*[®] [1, 2, 11, 12, 13, 14, 15]. В данной работе на ряде синтетических примеров демонстрируется эффект от его применения совместно с разработанной процедурой геологически согласованной адаптации 3D модели к истории разработки [8, 9, 10]. Таким образом, подтверждается факт создания необходимого математического и программного обеспечения для управления разработкой месторождения в режиме замкнутого цикла (бесконечного цикла «прогноз – фактические данные – адаптация – оптимизация») [16].

Математически задача регулирования формулируется следующим образом. Требуется найти такие технологические режимы эксплуатации добывающих и нагнетательных скважин, которые максимизируют критерий качества. В качестве такового принимается, например, накопленная дисконтированная добыча нефти за рассматриваемый прогнозный период времени:

$$J = \sum_{j=1}^N \frac{\bar{q}_o^j \Delta t^j}{(1 + 0,01r)^{(j-\frac{1}{2})}}, \quad (1)$$

где \bar{q}_o^j – средний суммарный дебит по нефти всех добывающих скважин за j -ый временной интервал, вычисляемый по фазовым переменным прямой задачи \bar{x}^j , r – коэффициент дисконтирования за месяц в процентах, N – число месяцев прогнозного периода. Расчет дебита и моделирование скважины рассматриваются в статье данного выпуска*. Максимизация критерия (1) осуществляется при соблюдении на каждом временном шаге следующих ограничений, дополняющих уравнения прямой задачи:

$$\bar{F}^j(\bar{x}^j, \bar{x}^{j-1}, \bar{u}) = 0, \quad j = \overline{1, N}, \quad (2)$$

- в каждый момент времени объем добычи нефти / газа / воды / жидкости / закачки воды на месторождении не должны превышать заданных величин, учитывающих, например, пропускную способность нефтепровода, газопровода и системы обустройства промысла;

- аналогичные ограничения могут накладываться на отдельные группы скважин из таких же соображений;

- подобные ограничения имеют место по скважинам, исходя из технологических режимов их эксплуатации;

- по добывающим скважинам имеются также ограничения на минимальные забойные давления, а по нагнетательным – на максимальные.

В функциональном виде ограничения можно представить следующим образом:

$$\bar{\theta}(\bar{x}^j, \bar{u}^j) = 0, \quad (3)$$

$$\bar{\nu}(\bar{x}^j, \bar{u}^j) \leq 0, \quad (4)$$

где соотношения (3) и (4) – матричная запись ограничений на дебиты компонентов в виде равенств и неравенств соответственно. При решении задачи регулирования используется техника активных и пассивных ограничений. Активным называется ограничение типа равенства, пассивным – типа неравенства. При этом ограничение типа неравенства может становиться активным и наоборот. В каждом ограничении типа равенства один управляющий параметр может быть выражен явным образом через остальные, что позволяет на каждом временном шаге разбить вектор управляющих параметров \bar{u}^j на два непересекающихся множества – $\bar{u}^j = (\bar{u}_d^j, \bar{u}_f^j)^T$. Зависимые управляющие параметры \bar{u}_d^j

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

находятся из активных ограничений (3) через независимые управляющие параметры \vec{u}_f^j , за счет которых осуществляется регулирование.

В качестве управляющих параметров в различных формулировках задачи регулирования используются дебиты нефти для добывающих или расходы воды для нагнетательных скважин на каждом временном шаге. В последнем случае их влияние на функционал (1) учитывается через долю добычи нефти, компенсируемую закачкой в нагнетательные скважины [1]. Это означает, что в результате решения задачи регулирования определяется оптимальная динамика работы добывающих или/и нагнетательных скважин.

Если критерий (1) записать в сокращенном виде

$$J = \sum_{j=1}^N f^j(\vec{x}^j, \vec{u}^j) \Delta t^j, \quad (5)$$

то сопряженная задача и выражение для градиента функционала качества для задачи регулирования соответственно примут вид:

$$\vec{F}_{\vec{x}^j}^{jT} \vec{\psi}^j + \vec{\theta}_{\vec{x}^j}^{jT} \vec{\psi}^j = - \frac{\Delta t^{j+1}}{\Delta t^j} \vec{F}_{\vec{x}^j}^{j+1T} \vec{\psi}^{j+1} - f_{\vec{x}^j}^{jT}, \quad j = \overline{N, 1}, \quad (6)$$

при «начальном» условии $\vec{\psi}^{N+1} = \vec{0}$

и

$$\nabla J = \sum_{j=1}^N \left(\vec{F}_{\vec{u}^j}^{jT} \vec{\psi}^j + \vec{\theta}_{\vec{u}^j}^{jT} \vec{\psi}^j + f_{\vec{u}^j}^{jT} \right) \Delta t^j, \quad j = \overline{N, 1}. \quad (7)$$

Найденное на основе полученного вектора градиента (7) направление поиска затем используется для корректировки значений компонент вектора управляющих параметров по формуле

$$\vec{u}^{(v+1)} = \vec{u}^{(v)} - \beta^{(v)} \vec{D}^{(v)}, \quad (8)$$

где $\vec{D}^{(v)}$ – направление поиска квазиньютоновского метода, а $\beta^{(v)}$ – шаг смещения вдоль направления поиска.

Поскольку функционал (1) является линейной функцией $\beta^{(v)}$, то оптимальным является наибольший допустимый шаг, который рассчитывается из условия ненарушения ограничений-неравенств (4). При этом ограничения, в которых в новой точке достигается равенство, переходят в разряд активных ограничений (3), и наоборот.

Рассмотрим ряд примеров практического решения задач регулирования.

В качестве первого примера представим результаты решения задачи регулирования для одного из нефтегазовых месторождений Северного моря. Продуктивный пласт неоднороден по коллекторским свойствам, представлен совокупностью блоков, отличается высокой продуктивностью. Проницаемость изменяется в широких пределах, наибольшая ее величина доходит до 10 Дарси. Вязкость нефти в пластовых условиях 1.747 спз, средняя толщина нефтяной оторочки 22 м, толщина газовой шапки изменяется от 0 до 68 м. Нефтяная оторочка повсеместно подстилается подошвенной водой. Разработка нефтяной оторочки осуществляется горизонтальными скважинами в режиме газовой шапки и при довольно активном проявлении водонапорного режима.

В рамках решения задачи регулирования режимов эксплуатации скважин полномасштабная модель залежи содержала $30 \times 58 \times 45 = 78300$ ячеек, прогнозный период – 6 лет, фонд добывающих скважин постепенно изменялся от 1 до 13 единиц, длины горизонтальных стволов – от 2530 до 8280 м. Ограничения мощности обрабатывающего комплекса на морской платформе учитывались в виде следующих условий.

- Суммарная суточная добыча газа не может превышать 1 560 млн м³/сут.
- Суточный дебит газа по любой скважине ограничивается величиной в 500 000 м³/сут.
- Суточный дебит жидкости по каждой скважине не должен превышать 6 000 м³/сут.

Некоторые результаты расчетов в качестве примера приводятся на рис. 1–4. Эти рисунки характеризуют оптимальные динамики показателей разработки для залежи в целом в сопоставлении с базовыми данными оператора. За неимением места аналогичные показатели по отдельным скважинам не приводятся.

Рис. 1 иллюстрирует оптимальную динамику суточной добычи нефти из нефтяной оторочки. Соответствующие результаты обозначены жирными точками. Альтернативные результаты здесь и на других рисунках обозначаются квадратиками. Данные для альтернативного (базового) варианта получены на основе многовариантных прогнозных расчетов на той же самой геолого-математической модели залежи, но без реализации каких-либо алгоритмов оптимизации. Видно, что в отдельные моменты экспертные решения оператора далеки от оптимальной стратегии.

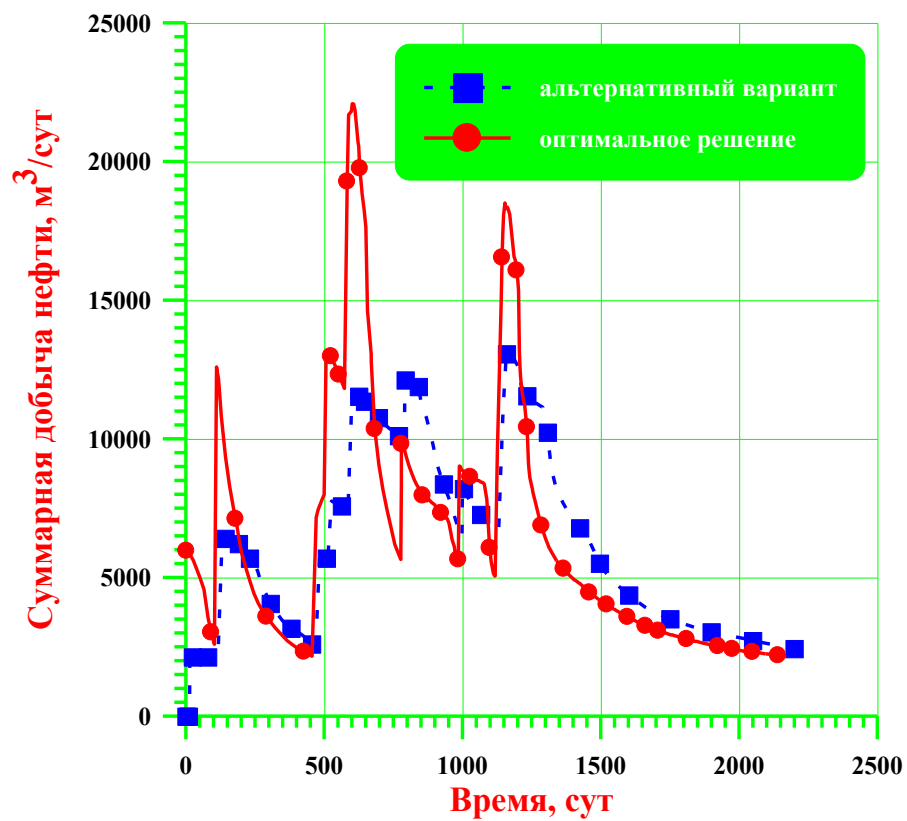


Рис. 1. Динамики суммарной добычи нефти из месторождения

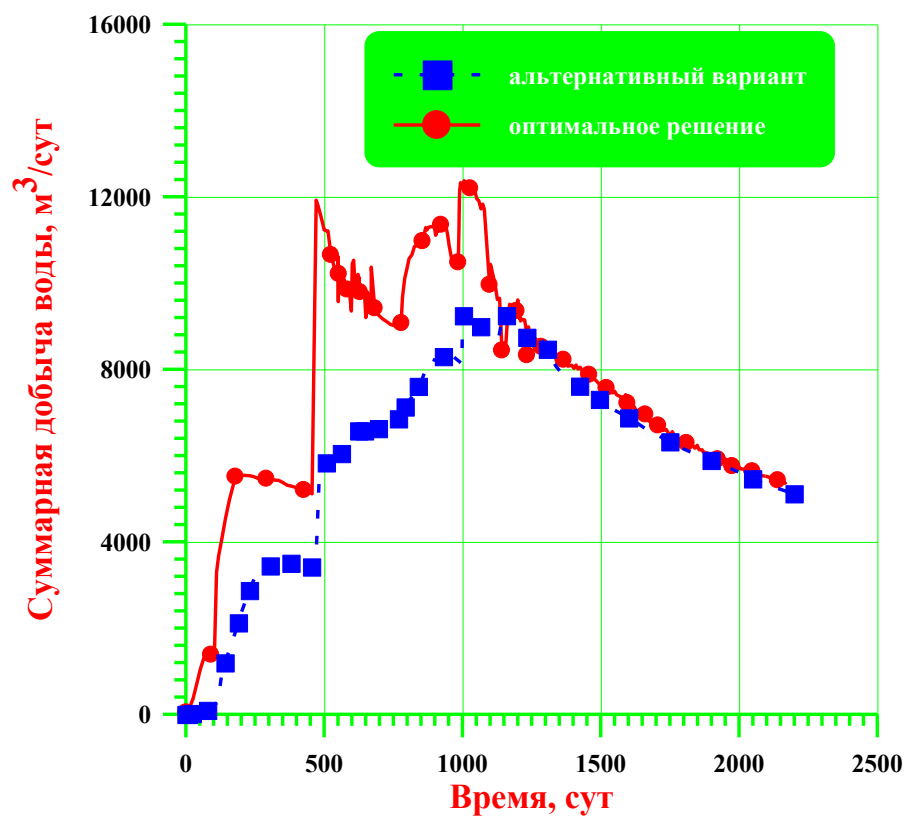


Рис. 2. Зависимости от времени суммарной добычи воды из месторождения

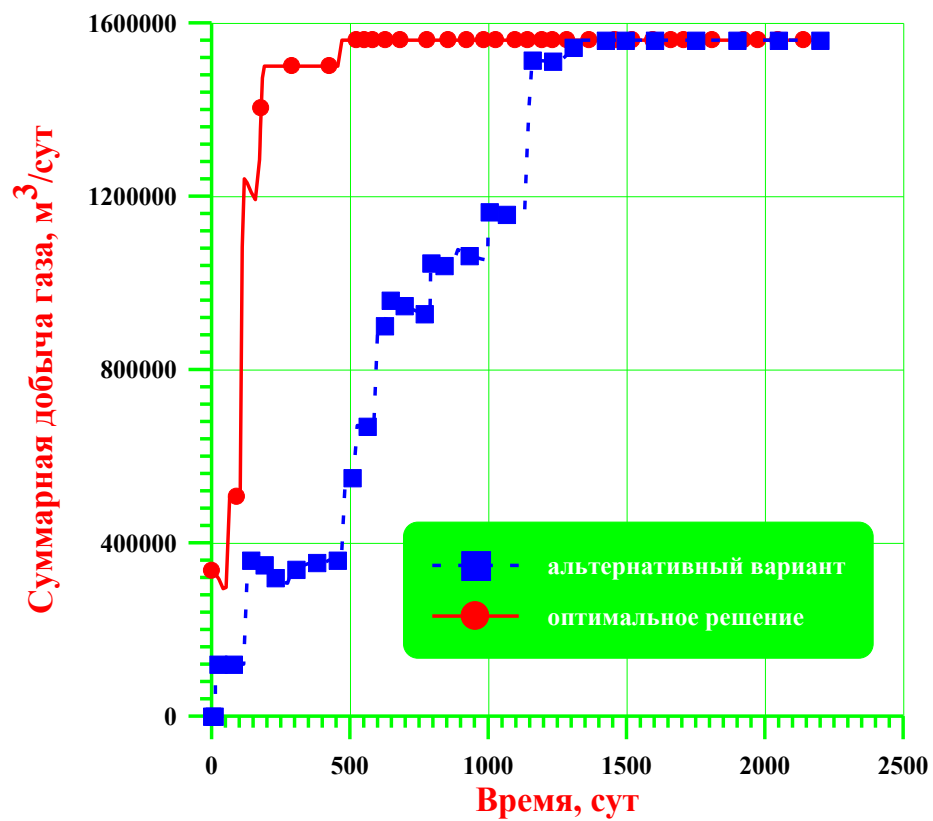


Рис. 3. Зависимости от времени суммарной добычи газа из месторождения

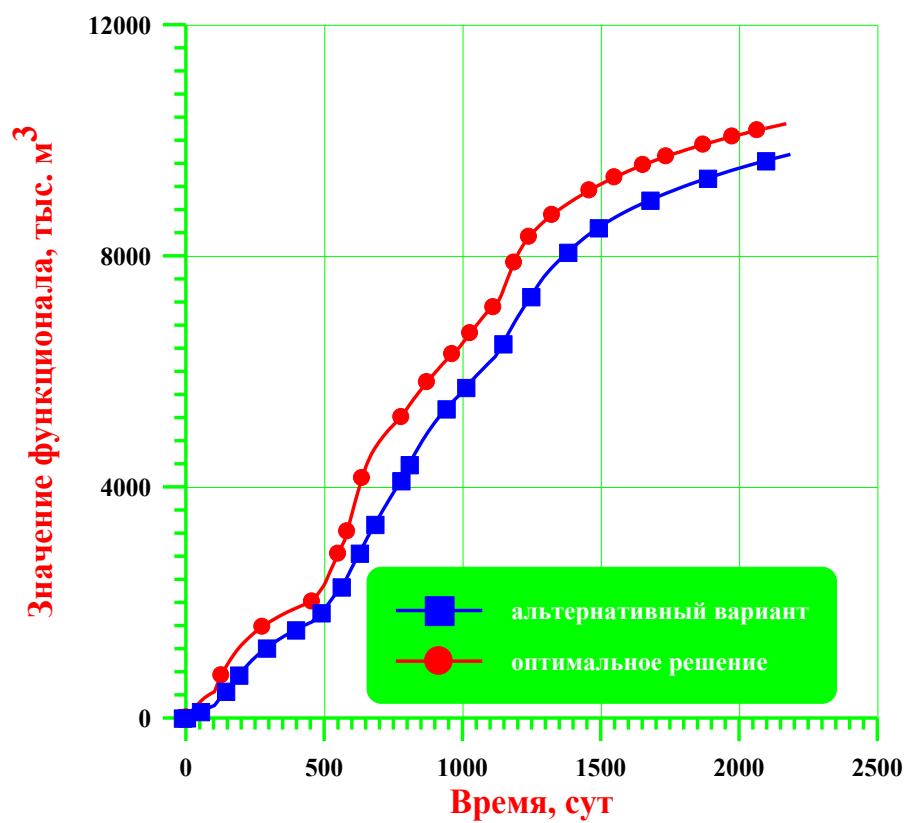


Рис. 4. Динамики целевого функционала для двух сопоставляемых вариантов

Рис. 2–3 показывают, ценой чего обеспечивается приведенная на рис. 1 оптимальная динамика добычи нефти. На рис. 3 приводится сопоставление динамик добычи газа согласно альтернативному и оптимальному вариантам. После 500 сут показатели разработки полностью контролируются допустимым групповым уровнем добычи газа. Это объясняет и динамики суммарной суточной добычи воды на рис. 2, где естественный рост добычи воды после 500 сут разработки сменяется снижением ее отбора. По той же причине имеет место снижение добычи нефти и жидкости за пределами периода в 1200 сут.

Итоговый рис. 4 демонстрирует преимущество оптимальной стратегии разработки по сравнению с базовой по целевому показателю – накопленной дисконтированной добыче нефти – на всем протяжении прогнозного периода. Этот результат достигнут по завершении пятой итерации алгоритма решения задачи регулирования. То есть, подтверждается тот факт, что методы теории оптимального управления обеспечивают эффективный направленный поиск оптимального решения одновременно по всем скважинам на разные моменты времени.

Другой пример задачи регулирования связан с заводнением трехпластового месторождения. Гипотетический пятиточечный элемент разработки имеет размеры $500 \times 500 \times 30$ м и состоит из трех изолированных пропластков одинаковой толщины с проницаемостями 100, 15, 5 мДарси сверху вниз соответственно. Пропластки однородно-изотропны по коллекторским свойствам. Коэффициент пористости постоянен и равен 0.2 в каждой сеточной ячейке.

В углах элемента разработки располагаются четвертинки добывающих скважин. В центре в первом сопоставляемом варианте размещается целая нагнетательная скважина, вскрывающая все пропластки, а во втором и третьем вариантах – три отдельные нагнетательные скважины (или три интервала одной скважины, оборудованной компоновкой для одновременно-раздельного нагнетания воды), вскрывающие каждая свой пропласток. По добывающим скважинам во все время моделирования использовался режим заданного забойного давления 75 ат при индивидуальном ограничении на максимальную обводненность продукции 95% и минимальный дебит $1 \text{ м}^3/\text{сут}$. Период расчетов – 10 лет или до выбытия всех добывающих скважин.

Особенности постановки задачи регулирования связаны с работой нагнетательных скважин. Для них, во-первых, вводилось ограничение на максимальное забойное давление 400 ат. Во-вторых, различные режимы нагнетания использованы в трех вариантах.

В первом (базовом) варианте осуществлялась совместная закачка воды во все пропластки через одну нагнетательную скважину в режиме 100% компенсации отборов закачкой.

Во втором (также базовом) варианте прогноз показателей разработки выполняется для случая раздельной закачки воды в каждый пласт при заданных ограничениях на забойные давления.

Третий вариант отличается от второго тем, что здесь отыскивается оптимальная динамика объемов закачки в каждую скважину (пропласток). Очевидно, что она представляет собой баланс между интенсификацией добычи нефти за счет увеличения уровня компенсации и выравниванием темпов продвижения воды по разным пропласткам.

Некоторые результаты расчетов для двух базовых и оптимального вариантов приводятся на рис. 5–8. Их анализ позволяет отметить следующее.

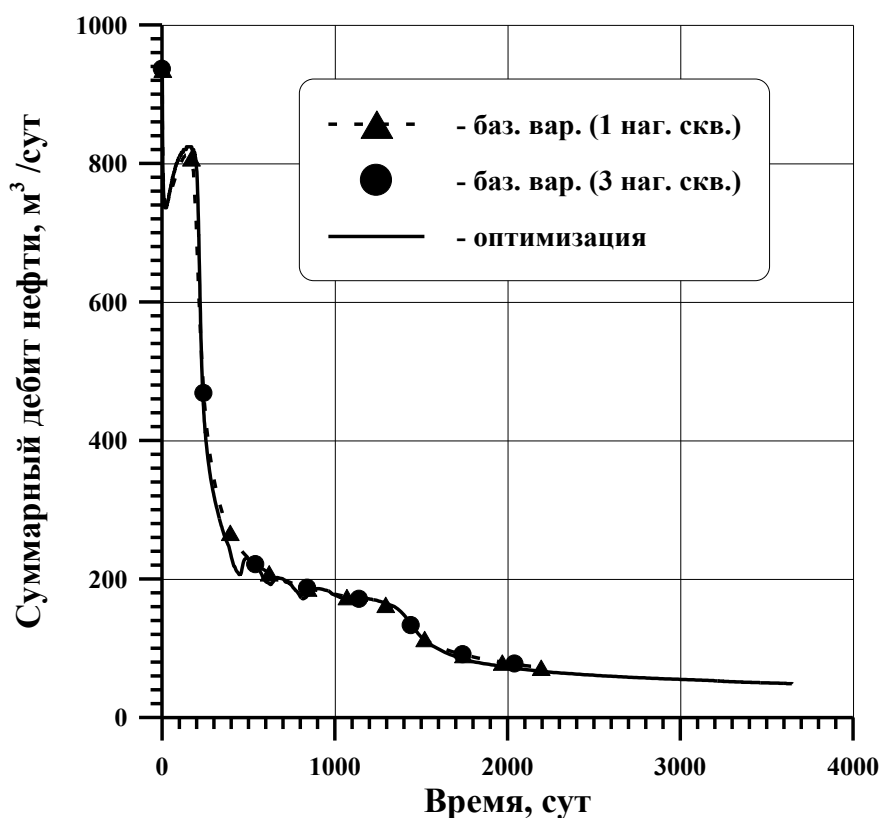


Рис. 5. Сопоставление динамик суммарного отбора нефти в исследуемых вариантах

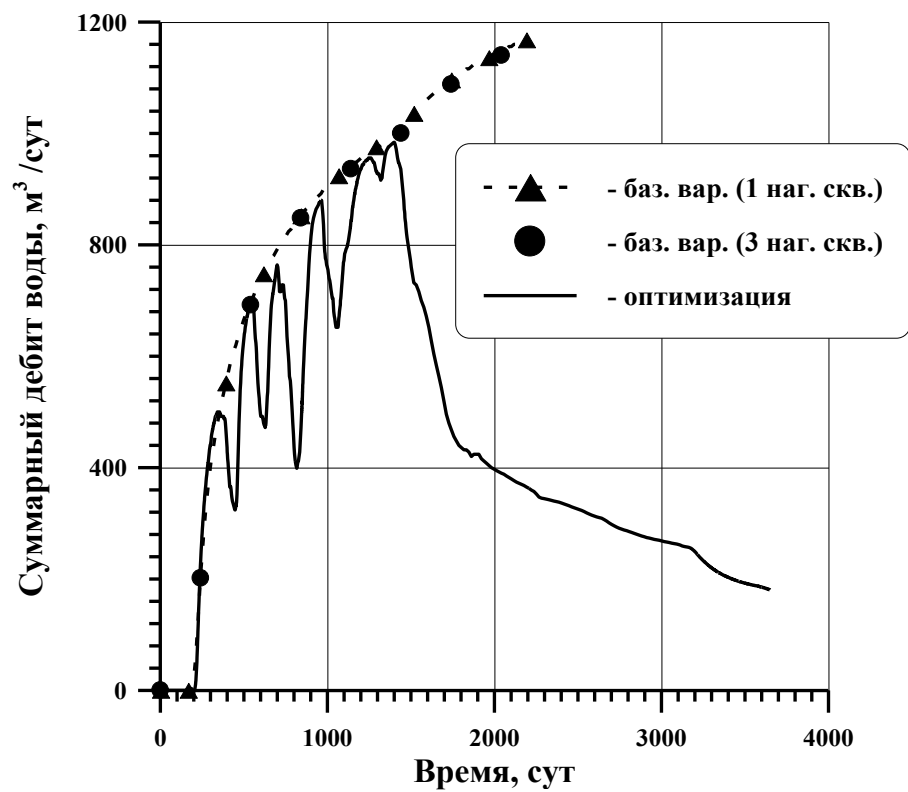


Рис. 6. Сопоставление зависимостей от времени суммарного дебита добываемой воды в исследуемых вариантах

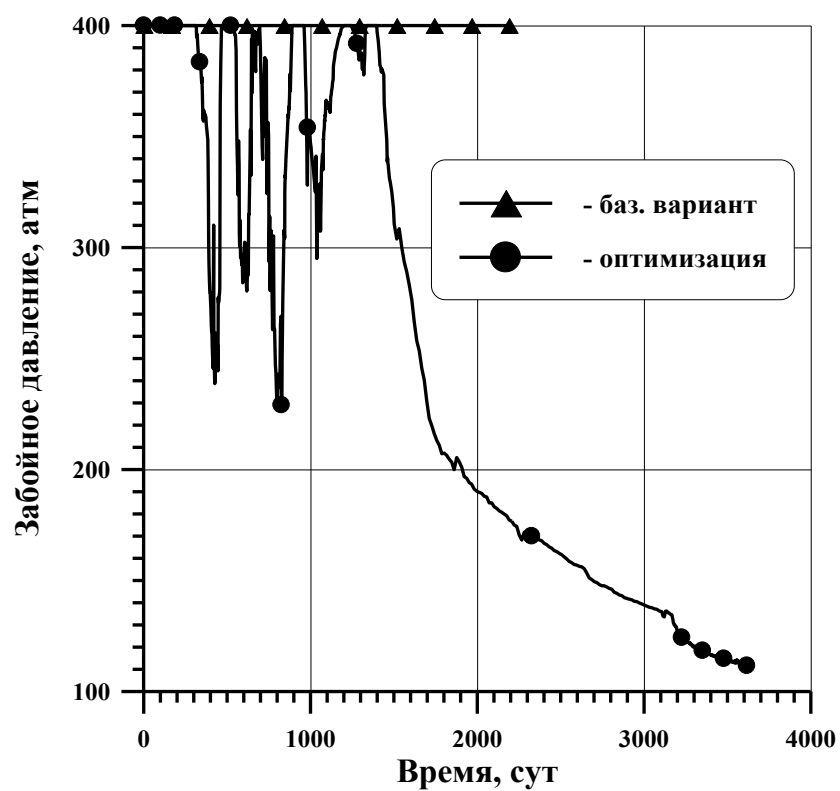


Рис. 7. Сопоставление динамик забойного давления в нагнетательной скважине в наиболее проницаемом пропластке во 2 и 3 вариантах разработки

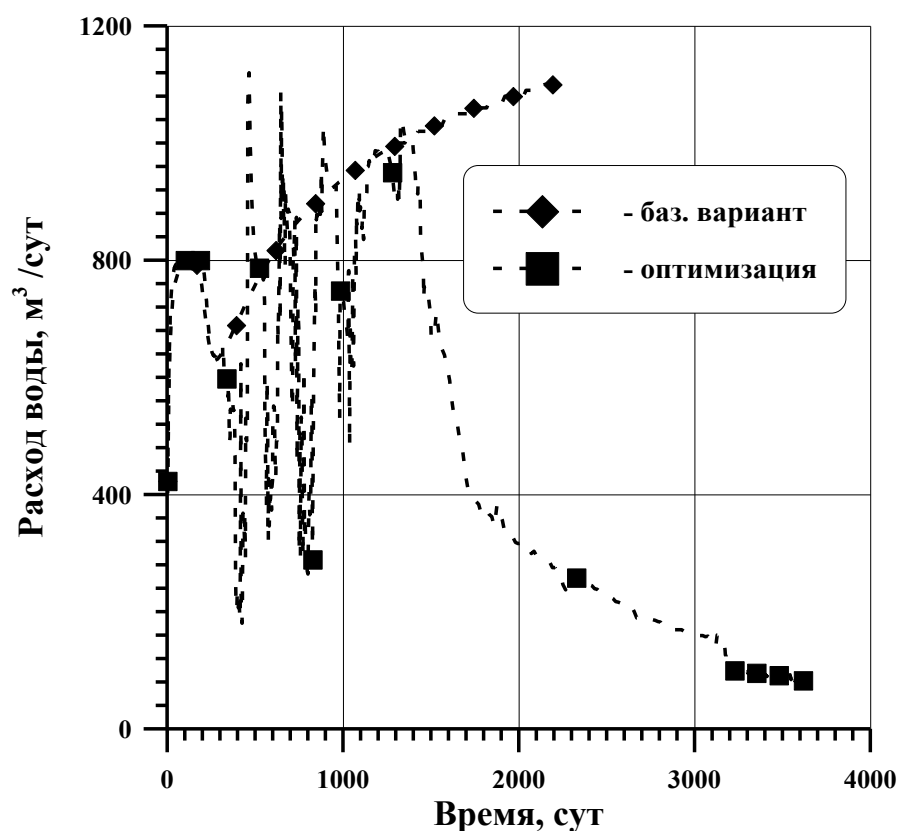


Рис. 8. Сопоставление зависимостей от времени расходов воды в нагнетательной скважине в наиболее проницаемом пропластке во 2 и 3 вариантах разработки

1. Динамики суммарного отбора нефти (см. рис. 5) до момента времени 2400 сут практически совпадают по всем трем вариантам разработки. Это объясняется одинаковыми режимами эксплуатации добывающих скважин. Однако вследствие нерегулируемой закачки воды в двух базовых вариантах добыча нефти на момент 2400 сут прекращается по причине достижения по скважинам предельной обводненности 95%. В варианте с регулируемой закачкой воды добыча нефти продолжается вплоть до заданного ограничения $T = 10$ лет. Это, естественно, сопровождается ростом нефтеотдачи.

2. Рис. 6 показывает, что при неконтролируемой закачке в базовых вариантах имеет место непрерывный рост во времени объемов добычи попутной воды. В оптимизированном варианте за счет регулируемой закачки воды происходит их снижение во времени.

3. Поскольку целевой функционал учитывает дисконтирование, во всех вариантах нагнетательные скважины сначала эксплуатируются при максимальных забойных давлениях. Однако в дальнейшем оптимальная стратегия заводнения «чувствует

опасность» и обеспечивает снижение давления закачки как в высокопроницаемом (см. рис. 7), так и в среднепроницаемом пропластках.

4. Регулирование забойных давлений в нагнетательных скважинах сопровождается изменениями расходов закачиваемой воды в высоко- (см. рис. 8) и среднепроницаемый пропластки. Это позитивно сказывается на объемах попутно добываемой воды. В то же время закачка воды в низкопроницаемый пропласток остается практически неизменной в основной период разработки.

5. Немонотонные траектории некоторых оптимальных показателей разработки объясняются тем, что в реализованном алгоритме оптимальные показатели разработки отыскиваются на каждом временном шаге. С другой стороны, очевидно, что даже значительные изменения объемов закачки на отдельных временных шагах на практике не могут заметно повлиять на интегральные конечные показатели разработки из-за «инерционности» передачи воздействия от нагнетательных к добывающим скважинам. Поэтому в дальнейшем, на основе математических экспериментов, авторами была обоснована рациональная величина шага регулирования. А именно, реалистичное решение задачи регулирования отыскивается при условии, что изменение значений управляющих параметров (расходов в нагнетательных скважинах) имеет место не чаще, чем раз в 15 суток.

В качестве примера на рис. 9 и 10 приведены результаты решения задачи управления с учетом указанного условия в сопоставлении со вторым базовым вариантом. Видно, что при сохранении основных тенденций оптимального варианта «сглаженное» управление приводит к более гладким и монотонным динамикам показателей разработки.

Третий пример автоматизированного регулирования разработки связан с реальным нефтяным месторождением в России. Решение оптимизационной задачи проводилось на секторной модели, включающей 43 добывающих и 16 нагнетательных скважин. Быстрое фактическое обводнение скважин на данном объекте подтверждало геологические сведения о наличии в продуктивном разрезе высокопроницаемого прослоя-суперколлектора.

Оптимизация осуществлялась при следующих индивидуальных ограничениях:

- минимальное забойное давление на добывающей скважине – 40 бар;
- максимальное забойное давление на нагнетательной скважине – 400 бар;
- максимальная приемистость нагнетательной скважины – $500 \text{ м}^3/\text{сут.}$

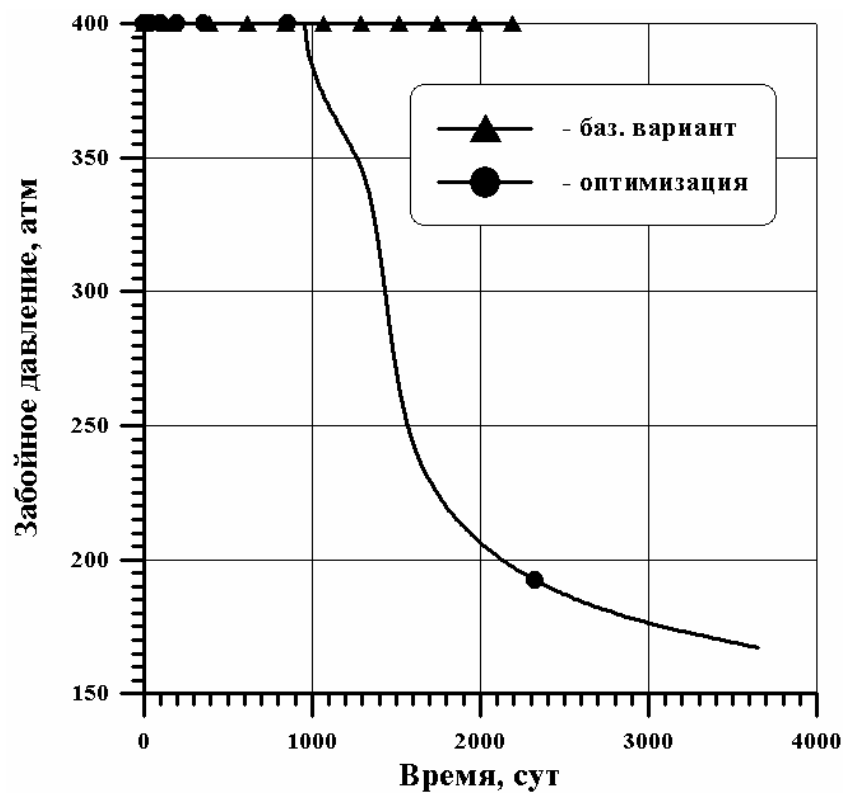


Рис. 9. Сопоставление динамик забойного давления в нагнетательной скважине в наиболее проницаемом пропластке во 2 и 3 вариантах разработки

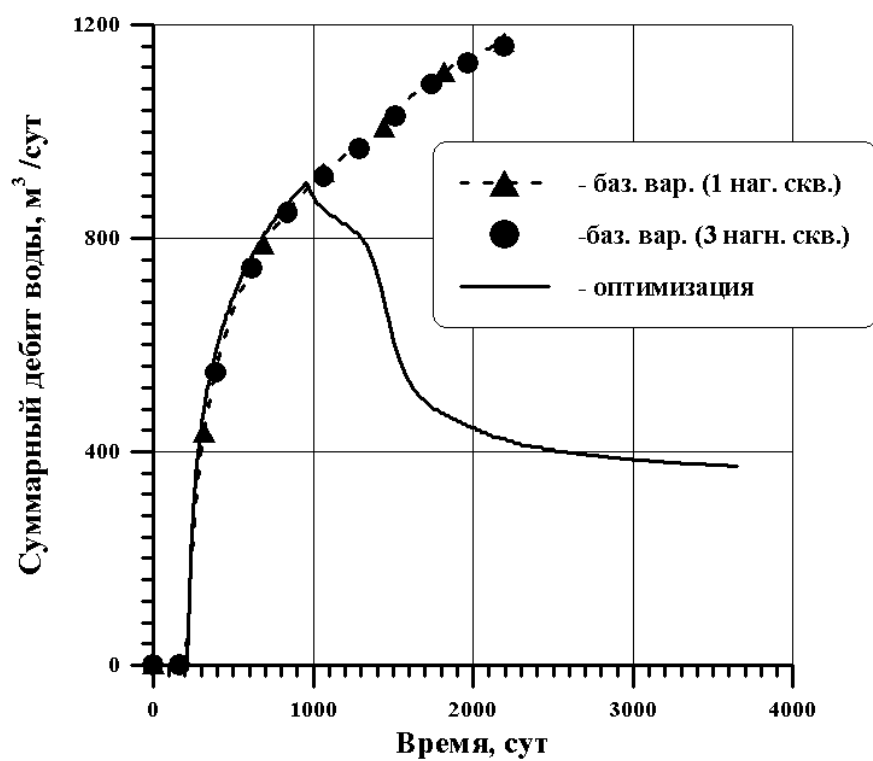


Рис. 10. Сопоставление зависимостей от времени суммарного дебита добываемой воды в исследуемых вариантах

Из опыта решения различных задач регулирования известно следующее. Учет дисконтирования в целевом функционале без заданных групповых ограничений приводит к решению, соответствующему максимально форсированной разработке залежи, когда все индивидуальные ограничения скважин являются активными. Такое решение не представляет интереса, хотя и для данного примера оно было получено на основе описанного выше автоматизированного алгоритма.

Нетривиальное решение задачи было получено при учете ограничения на суммарную добычу жидкости из всех скважин на уровне $8630 \text{ м}^3/\text{сут}$. Ожидалось, что оптимальное решение будет соответствовать максимизации добычи нефти за счет «умного» перераспределения заданного отбора жидкости по добывающим скважинам, с длительным «плато» по ее суммарной добыче. При этом в рамках задачи регулирования одновременно отыскивалось оптимальное распределение отборов и объемов закачки по всему фонду скважин. В качестве базового варианта (начального приближения) рассматривался утвержденный проектный вариант разработки с сохранением величин последних расчетных дебитов жидкости в добывающих и расходов воды в нагнетательных скважинах и при учете ограничений на допустимые забойные давления. Некоторые результаты для модели в целом показаны на рис. 11–14.

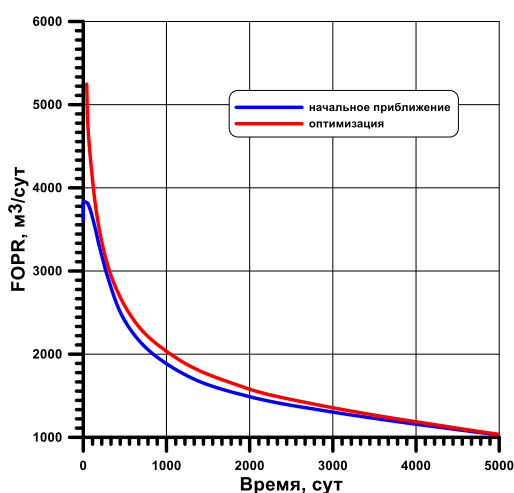


Рис. 11. Динамики суммарных дебитов нефти всех скважин модели по сопоставляемым вариантам

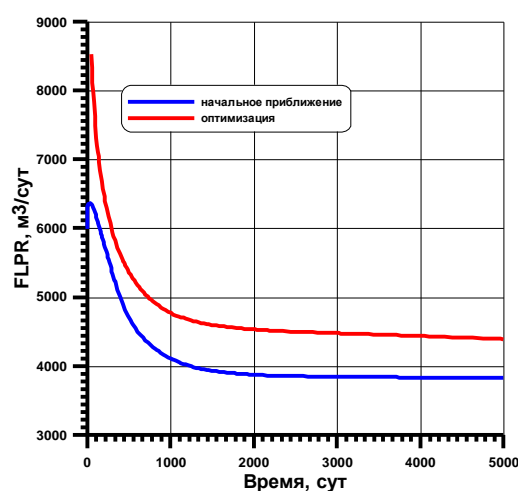


Рис. 12. Динамики суммарных дебитов жидкости всех скважин модели по сопоставляемым вариантам

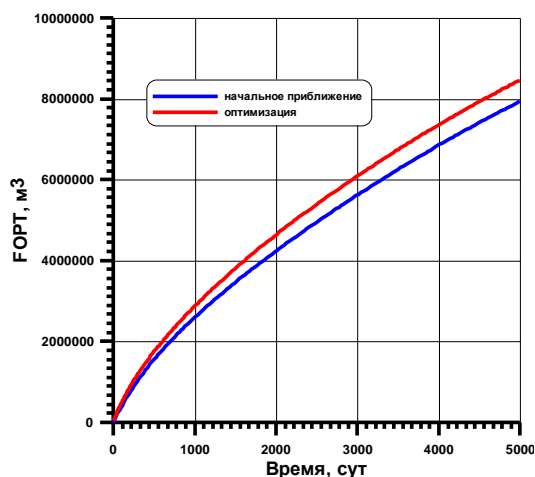


Рис. 13. Динамики накопленной добычи нефти по всем скважинам модели по сопоставляемым вариантам

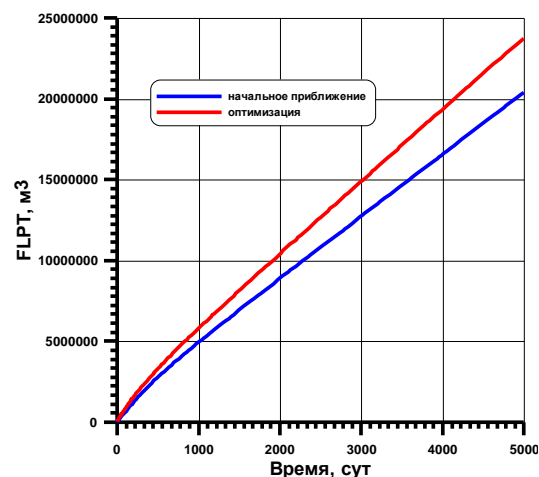


Рис. 14. Динамики накопленной добычи жидкости по всем скважинам модели по сопоставляемым вариантам

На рис. 11 изображены динамики суммарных текущих отборов нефти до и после оптимизации. Согласно оптимальному решению, обеспечивается большая и, главное, более ранняя добыча нефти. Это, естественно, сопровождается увеличением добычи жидкости за счет дополнительного отбора воды (см. рис. 12). За счет форсирования отбора жидкости и максимизации закачки удастся обеспечить более высокую накопленную добычу нефти (см. рис. 13), при выполнении заданного группового ограничения на добычу жидкости. Суммарный отбор жидкости также увеличивается (см. рис. 14). Быстрое снижение от пиковых значений уровней добычи как нефти, так и жидкости связано с обводнением добываемой продукции и сопутствующим уменьшением общей подвижности пластовой смеси. По той же причине групповое ограничение по добыче жидкости остается активным только 45 сут из 5000 сут прогнозного периода. Далее срабатывают индивидуальные условия на забойные давления в добывающих и нагнетательных скважинах, и не удастся оптимизировать отбор нефти за счет длительного поддержания «плато» по добыче жидкости. Некоторое снижение объемов закачки по нагнетательным скважинам наблюдается только в удаленные моменты времени от начала оптимизации из-за обводнения окружающих добывающих скважин.

Тем не менее в целом, с учетом дисконтирования, целевой функционал за счет оптимизации вырос на 6.8%.

Резюмируя, можно утверждать, что на сегодняшний день создан программный продукт, способный в автоматизированном режиме решать задачи регулирования, оптимизации показателей разработки нефтяных и газовых месторождений. Показаны

примеры по решению задачи оптимального размещения дебитов добывающих и расходов нагнетательных скважин с учетом ограничений наземной инфраструктуры.

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. *Закиров И.С.* Развитие теории и практики разработки нефтяных месторождений. М.-Ижевск: Институт компьютерных исследований, НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика». 2006. 356 с.
2. *Закиров Э.С.* Трехмерные многофазные задачи прогнозирования, анализа и регулирования разработки месторождений нефти и газа. М.: Изд. дом «Грааль», 2001. 302 с.
3. *Palatnik B., Aanonsen S.I., Zakirov I., Zakirov E.* New Technique to Improve the Efficiency of History Matching of Full-Field Models // Proceedings of 4th European Conference on the Mathematics of Oil Recovery. Roros, Norway, 7–10 June 1994. 10 p.
4. *Zakirov E.S., Zakirov I.S.* Aquifer Configuration Estimation Through Inverse Problem Solution // Paper SPE 51926 prepared for presentation at the 15th Reservoir Symposium. Houston, Texas, USA. 14–17 February 1999. 2 p.
5. *Закиров Э.С.* Идентификация размеров и конфигурации водоносного пласта по данным разработки залежи нефти или газа // Наука и технология углеводородов. 2001. № 2. с. 71.
6. *Zakirov I.S., Astl A., Zakirov E.S., Schweng K.* History Matching for Lauchstaedt Underground Gas Storage // Paper SPE 39994 prepared for presentation at the Gas Technology Symposium. Calgary, 14–18 March 1998. 10 p.
7. *Закиров И.С., Hauenherm W., Закиров Э.С., Zipper H.* History matching подземного хранилища Lauchstaedt // Газовая промышленность. 1997. № 10. С. 50.
8. *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.
9. *Zakirov E.S., Indrupskiy I.M., Shiryaev 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.

10. 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.

11. Zakirov I.S., Aanonsen S.I., Zakirov E.S., Palatnik B.M. Optimizing Reservoir Performance by Automatic Allocation of Well Rates // Proceedings of the 5th European Conference on the Mathematics of Oil Recovery. Leoben, Austria, 1996. P. 375–384.

12. 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.

13. Закиров И.С., Закиров Э.С. Регулирование разработки месторождений природных углеводородов // Газовая промышленность. 1997. № 7. С. 68–71.

14. Закиров Э.С. Регулирование процесса разработки нефтяных оторочек // Наука и технология углеводородов. 2000. № 1. С. 64–70.

15. 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.

16. 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 с.