

С.В. Степанов, А.Д. Бекман, А.А. Ручкин, Т.А. Поспелова

**СОПРОВОЖДЕНИЕ РАЗРАБОТКИ
НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ
С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ МОДЕЛЕЙ CRM**

Монография

Тюмень
2021

УДК 622
ББК 33
С 64

Рецензенты:

Шабаров А.Б., доктор техн. наук, профессор кафедры Прикладной и технической физики Тюменского государственного университета

Мулявин С.Ф., доктор техн. наук, профессор кафедры Разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений Тюменского индустриального университета

Сопровождение разработки нефтяных месторождений с использованием моделей CRM : монография / С.В. Степанов, А.Д. Бекман, А.А. Ручкин, Т.А. Поспелова. – Тюмень : ИПЦ «Экспресс», 2021. – 300 с.

ISBN 978-5-6045192-9-5

DOI 10.54744/TNSC.2021.53.50.001

В монографии представлены оригинальные математические модели и программное обеспечение, основанные на модели CRM (Capacitance Resistance Model), которая представляет собой аналитическое решение уравнения материального баланса. Рассматриваются задачи оценки взаимовлияния скважин, оптимизации заводнения, разделения добычи по совместно разрабатываемым пластам и задача моделирования работы горизонтальной нефтяной скважины в условиях образования газового конуса. Кроме этого, даются результаты исследований, в т.ч. по прогностической способности модели CRM в сравнении с гидродинамической моделью, и освещаются вопросы практического применения. В монографии также дается описание альтернативных математических моделей и направлений развития аналитического моделирования, что позволяет объективно понять особенности и перспективы CRM-моделирования.

Монография может быть полезна инженерам по разработке месторождений и специалистам в области математического моделирования.

УДК 622
ББК 33

Ключевые слова: CRM, Capacitance Resistance Model, материальный баланс, аналитическое решение, оптимизация заводнения, разделение добычи, взаимовлияние скважин, гидродинамические модели, разработка месторождений, «Ариадна».

ISBN 978-5-6045192-9-5



© Степанов С.В., Бекман А.Д.,
Ручкин А.А., Поспелова Т.А., 2021
© Оформление.
ООО «ИПЦ «Экспресс», 2021

DOI 10.54744/TNSC.2021.53.50.001

ПРЕДИСЛОВИЕ ОТ АВТОРОВ

В книге обобщены и структурированы некоторые результаты наших исследований по применению модели CRM для решения ряда актуальных задач, возникающих при сопровождении разработки месторождений. Целесообразность применения модели CRM и создание на ее основе новых методов математического моделирования разработки месторождений обусловлена целым рядом причин, главной из которых является необходимость оперативного управления разработкой месторождений.

Как известно, в течение последних 20-25 лет в нефтегазовой отрасли моделирование разработки месторождений нефти и газа почти всегда отождествляется с применением трехмерных гидродинамических моделей. Однако, как показывает практика применения гидродинамических моделей, они не вытеснили более простые модели, и при анализе и проектировании разработки специалистам, так же как и раньше, приходится обращаться, в том числе, и к простейшим математическим моделям, например, к характеристикам вытеснения. Это обусловлено тем, что гидродинамические модели, несмотря на их существенно более высокую степень физической содержательности по сравнению с простыми математическими моделями, характеризуются огромными неопределенностями. Таковые неопределенности связаны с отсутствием знаний о строении межскважинного пространства, с проявлением масштабных эффектов при переносе керновых данных на ячейки гидродинамической модели, а также с особенностями численного решения дифференциальных уравнений, описывающих пластовые процессы. Кроме этого, переход большинства разрабатываемых месторождений на завершающую стадию разработки привел к необходимости, для поддержания приемлемых уровней добычи нефти, решать задачи оперативного управления заводнением и даже пересматривать историю добычи/закачки по пластам при их одновременной совместной разработке. Очевидно, решение таких задач, особенно для крупных залежей нефти, невозможно с применением трехмерного гидродинамического

моделирования в силу их вычислительной ресурсоемкости и трудоемкости создания. По нашим представлениям, компромиссным вариантом для решения подобных задач является применение физически содержательных аналитических моделей, таких как CRM. Обращаем внимание, что речь идет о применении аналитических моделей именно к определенному классу задач, где нужно быстрое, но при этом физически содержательное решение. Другими словами, есть задачи, которые могут и должны решаться с использованием трехмерных гидродинамических моделей. Например, это задачи для долгосрочного проектирования разработки в рамках создания проектных документов или задачи оценки эффективности тех или иных технологий разработки.

Разработанные нами методы моделирования реализованы в программном комплексе «Ариадна». И мы искренне надеемся, что эта книга послужит уважаемому читателю путеводной нитью, которая поможет ему сориентироваться в лабиринте рассмотренных в книге задач.

Разработка новых методов моделирования оказалась возможной в творческой атмосфере, которая сложилась в Тюменском нефтяном научном центре при поддержке генерального директора, к.т.н. А.В. Аржиловского, и начальника экспертно-аналитического управления, к.т.н. Д.А. Анурьева. Мы благодарны тем коллегам, кто в той или иной степени принимал участие в разработке, программировании, тестировании и апробации методов: д.т.н. Тырсину А.Н., к.ф.-м.н. Степанову А.В., Зеленину Д.В., Патракову Д.П., Шевцову Н.О., Жукову М.С. Отдельную благодарность приносим к.т.н. Соколову С.В. и д.т.н. Стрекалову А.В., которые являются авторами других аналитических методов моделирования и солидарны с нами в том, что для анализа и сопровождения разработки месторождений целесообразно применять именно простые аналитические модели.

ОГЛАВЛЕНИЕ

| | |
|---|-----|
| 1. Модель CRM и особенности решения оптимизационной задачи | 9 |
| 1.1. Теоретические основы модели CRM | 9 |
| 1.2. Алгоритмы нахождения оптимального решения задачи определения коэффициентов взаимовлияния скважин в рамках модели CRM | 15 |
| 1.3. Модификации модели CRMP для учета добычи нефти и воды. | 37 |
| 2. Исследование возможности применения модели CRM для оценки взаимовлияния скважин и ее прогностической способности | 52 |
| 2.1. Обзор математических методов оценки взаимовлияния скважин | 52 |
| 2.2. Особенности оценки взаимовлияния скважин на примере модели CRM | 84 |
| 2.3. Способы учета взаимовлияния скважин при использовании различных методов математического моделирования | 94 |
| 2.4. Прогностическая способность модели CRM в сравнении с ГДМ | 110 |
| 3. Практические примеры применения модели CRM для решения задач разработки нефтяных месторождений | 117 |
| 3.1. Применение CRMP-модели для анализа эффективности системы заводнения | 117 |
| 3.2. Модельная проработка оптимизации приемистостей .. | 126 |
| 3.3. Оптимизация системы заводнения | 132 |
| 3.4. Разделение эффекта от сопутствующих ГТМ с учетом влияния закачки. | 139 |
| 4. Методические аспекты использования моделей CRM для решения практических задач управления разработкой. | 149 |
| 4.1. ПО «Ариадна» как практический инструмент CRM-моделирования | 149 |
| 4.2. Методика использования ПО «Ариадна» | 151 |
| 5. Применение CRM для разделения добычи по совместно разрабатываемым пластам | 178 |

| | |
|---|-----|
| 5.1. Проблематика разделения добычи по совместно разрабатываемым пластам | 178 |
| 5.2. Теория метода CRMML | 182 |
| 5.3. Тестирование метода CRMML | 189 |
| 5.4. Примеры апробации метода CRMML | 200 |
| 6. Упрощенная численно-аналитическая модель газового конуса NAMGC на основе модели CRM | 214 |
| 6.1. Проблематика математического моделирования работы нефтяных скважин в условиях образования газовых/водяных конусов | 214 |
| 6.2. Теория и тестирование модели NAMGC | 227 |
| 6.3. Применение модели NAMGC для обоснования технологических режимов нефтяных скважин подгазовых зон | 231 |
| 7. Перспективные направления развития аналитических моделей | 237 |
| 7.1. Актуальные задачи разработки нефтяных месторождений как потенциальные направления развития методов определения коэффициентов влияния скважин | 237 |
| 7.2. Исследование возможностей практического использования модели взаимовлияния добывающих скважин | 242 |
| 7.3. Исследование возможностей практического использования модели CRM1 | 250 |
| 7.4. Построение матрицы MPI на основе решения задачи двумерной установившейся фильтрации | 255 |
| 7.5. Исследование возможностей практического использования упрощенных ГДМ | 267 |
| 7.6. Использование энтропийного моделирования для анализа эффективности системы заводнения | 274 |
| Список использованных источников | 289 |

ОБ АВТОРАХ

Степанов Сергей Викторович, доктор технических наук, кандидат физико-математических наук. Соавтор одной монографии, более 70 статей и пяти свидетельств о регистрации программ для ЭВМ. Область профессиональных интересов:

- Изучение особенностей многофазной фильтрации с использованием численного моделирования.
- Изучение проблемы качества математического моделирования разработки месторождений.
- Разработка численных методов для детальной имитации работы скважин.
- Разработка аналитических методов для оценки взаимовлияния скважин и разделения добычи по многопластовым залежам.
- Разработка новых численных методов для цифровых исследований керна.
- Подготовка и развитие молодых специалистов, наставничество.

Бекман Александр Дмитриевич, кандидат физико-математических наук. Соавтор 10 статей и четырех свидетельств о регистрации программ для ЭВМ. Область профессиональных интересов:

- Математическое моделирование месторождений нефти и газа.
- Оценка взаимовлияния скважин.
- Машинное обучение.
- Теория и алгоритмы решения некорректных задач.
- «Прогнозирование» и оптимизация добычи УВ на основе существующей исторической динамики работы скважин и планируемых режимов эксплуатации этих скважин.
- Разработка численных методов для детальной имитации работы скважин.

- Разработка аналитических методов для оценки взаимовлияния скважин и разделения добычи по многопластовым залежам.

Ручкин Александр Альфредович, кандидат технических наук. Соавтор четырех монографий, 47 статей, 11 патентов и четырех свидетельств о регистрации программ для ЭВМ. Аккредитованный эксперт ЕСОЭН, эксперт ГКЗ. Область профессиональных интересов:

- Анализ разработки нефтяных и газонефтяных месторождений.
- Оптимизация заводнения нефтяных пластов.
- Подготовка проектных технологических документов на разработку месторождений.
- Экспертиза проектных технологических документов, в том числе в ГКЗ РФ.
- Методы интенсификации добычи нефти и увеличения нефтеотдачи пластов, в том числе газовые.
- Трудноизвлекаемые запасы нефти и газа.
- Подготовка и развитие молодых специалистов, наставничество.

Поспелова Татьяна Анатольевна, кандидат технических наук. Соавтор более 50 статей, двух патентов, одной монографии и 12 свидетельств о регистрации программ для ЭВМ. Область профессиональных интересов:

- Математическое моделирование в поддержку разработки нефтегазовых месторождений.
- Развитие аналитических подходов, методов моделирования и алгоритмов для задач оперативного принятия решений при разработке месторождений нефти и газа.
- Оптимизация систем поддержания пластового давления.
- Оценка взаимовлияния скважин.
- Решение задач динамического программирования.
- Интеллектуализация газовых и газоконденсатных промыслов.

1. МОДЕЛЬ CRM И ОСОБЕННОСТИ РЕШЕНИЯ ОПТИМИЗАЦИОННОЙ ЗАДАЧИ

1.1. ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ МОДЕЛИ CRM

CRM – это семейство аналитических моделей, предназначенных для решения целого ряда задач разработки месторождений, в т.ч.: анализ взаимовлияния между нагнетательными и добывающими скважинами, анализ эффективности геолого-технических мероприятий, оптимизация системы заводнения месторождения и др.

Аббревиатура CRM (Capacitance Resistive Model) отражает известную аналогию между гидродинамическими законами фильтрации в пласте и законами электрического тока. Действительно, понятие «электрическая емкость» (capacitance) аналогично понятию «запас упругой пластовой энергии», а понятие «электрическое сопротивление» (resistive) аналогично понятию «фильтрационное сопротивление». В современной литературе узкий термин “resistive” зачастую заменяется на “resistance” в общефизическом смысле. Модель CRM была разработана в 2005–2006 гг. Yousef A. A. и др. [53] в университете Остина (США) под руководством проф. L. Lake, и представляет собой формулу (1.1), описывающую динамику дебита жидкости:

$$\frac{dq(t)}{dt} + \frac{1}{\tau}q(t) = \frac{1}{\tau}i(t) - J\frac{dp_{\text{заб}}}{dt}, \quad (1.1)$$

где q – дебит, i – приемистость, τ – константа времени, J – коэффициент продуктивности, $p_{\text{заб}}$ – забойное давление.

Уравнение (1.1) получено из уравнения материального баланса (1.2):

$$c_t V_p \frac{d\bar{p}}{dt} = i(t) - q(t), \quad (1.2)$$

(c_t – коэффициент полной сжимаемости пласта, V_p – поровый объем пласта, \bar{p} – среднее пластовое давление), принимая во внимание, что $q(t) = J(\bar{p} - p_{заб})$, и вводя в рассмотрение важнейший параметр модели CRM – константу времени τ («тау») как

$$\tau = \frac{c_t V_p}{J} \quad (1.3)$$

(важность этого параметра обсуждается ниже).

Заметим, что коэффициент полной сжимаемости пласта c_t , используемый в формулах (1.2, 1.3), отличается от широко используемого в отечественной практике коэффициента упругоэластичности пласта c^* [60]. Эти коэффициенты определяются так:

$$c_t = c_f + c_w S_w + c_o S_o \quad (1.4)$$

$$c^* = m(c_w S_w + c_o S_o) + c_r \quad (1.5)$$

(c_f , c_w , c_o , c_r – соответственно, коэффициенты сжимаемости порового пространства, воды, нефти и пористой среды, S_w , $c_o S_o$ – водо- и нефтенасыщенность, m – пористость). Таким образом, величину упругоэластичности пласта можно определить либо как $c_t V_p$, либо как $c^* V$ (V – объем пласта).

Конкретный вид формулы модели CRM зависит от принятых допущений относительно рассматриваемой области пласта, ассоциируемой с поровым объемом V_p , и используемой схемы аппроксимации динамики приемистости в виде ступенчатой функции или в виде кусочно-линейной функции. В этой связи М. Сауагруор [42] рассматривает три разновидности модели CRM, а именно CRMT, CRMP и CRMIP, исходя из того, что в уравнении (1.2) объем V_p может относиться либо к залежи целиком, либо к области, характеризующей одну добывающую скважину и относящиеся к ней нагнетательные скважины, либо

к области, характеризующей пару добывающей и нагнетательной скважин. На рис. 1 схематично показаны области пласта для моделей CRMT, CRMP и CRMIP.

Согласно [42], в варианте CRMP уравнение (1.1) для j -й добывающей скважины записывается как

$$\frac{dq_j(t)}{dt} + \frac{1}{\tau_j} q(t) = \frac{1}{\tau_j} \sum_{i=1}^N f_{ij} i_i(t) - J_j \frac{dp_{заб,j}}{dt}, \quad (1.6)$$

а его аналитическое решение (модель CRM в варианте CRMP) при аппроксимации приемистости в виде ступенчатой функции имеет вид:

$$q_j(t_n) = q_j(t_0) e^{-\frac{t_n - t_0}{\tau_j}} + \sum_{k=1}^n \left\{ e^{-\frac{t_n - t_k}{\tau_j}} \left(1 - e^{-\frac{t_k - t_{k-1}}{\tau_j}} \right) \cdot \left[\sum_{i=1}^N f_{ij} i_i(t_k) - J_j \tau_j \frac{p_{заб,j}(t_k) - p_{заб,j}(t_{k-1})}{t_k - t_{k-1}} \right] \right\} \quad (1.7)$$

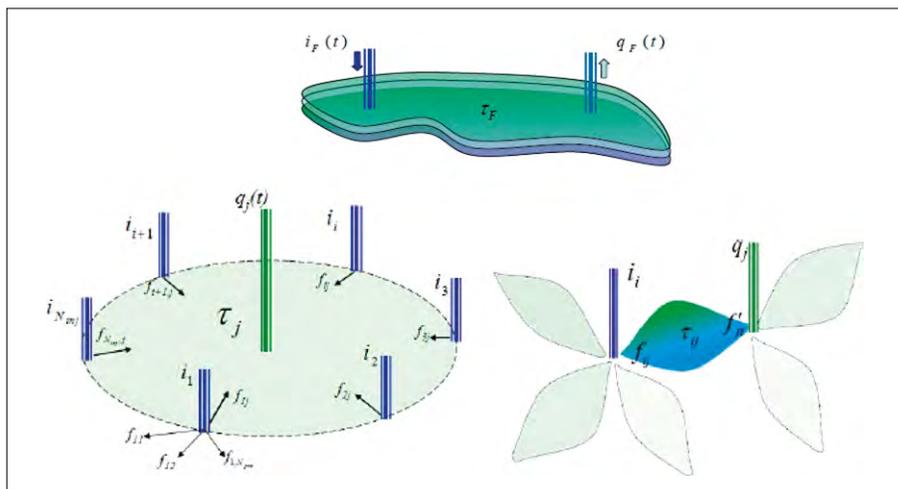


Рис. 1. Схемы областей пласта, для которых формулируется модель CRM [42]. Сверху – вниз: CRMT, CRMP, CRMIP

В уравнениях (1.6, 1.7) f_{ij} – коэффициент взаимовлияния между j -й добывающей скважиной и i -й нагнетательной скважиной, индексы k, n представляют величины на различные моменты времени, включая начальный момент времени (t_0). На рис. 1 приведена схема разновидностей моделей CRM.

Модель CRM в любом из вариантов позволяет описать сложную немонотонную динамику дебита жидкости, при этом принципиальное значение имеет параметр «тау», рис. 2. Важность этого параметра состоит в том, что он связан с запасом упругой энергии в пласте и определяет скорость распространения возмущений в пласте. На рис. 2 показаны динамики расчетной добычи жидкости, полученные по модели CRM, а также динамика закачки.

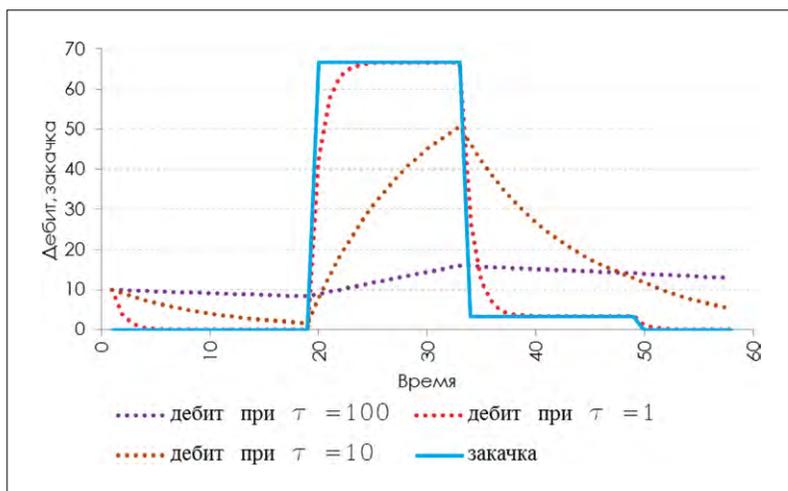


Рис. 2. Влияние параметра «тау» на добычу жидкости

Видно, что изменение параметра «тау» ведет к различной прогнозной динамике добычи жидкости. При изначально заданном $\tau = 100$ возмущения, передаваемые от системы ППД «ввязнут» в пласте по причине его низкой пьезопроводности. Уменьшение τ в 10 раз приводит к более выраженной реакции добычи на закачку. При значениях τ меньше первоначального в 100 раз дина-

мика добычи практически не отличается от динамики закачки. Это объясняется формулой (1.3), где чем меньше проницаемость, тем меньше продуктивность J , а значит больше τ , что в итоге ведет к меньшей пьезопроводности.

Как видно из формул (1.6, 1.7), работа добывающей скважины обусловлена запасом упругой энергии пласта, изменением забойного давления и интенсивностью закачки. Помимо этого, можно учесть и поток жидкости в/из области, окружающей рассматриваемую область. Так, в случае модели CRMT можно учесть приток жидкости из аквифера. В этом случае формула модели CRM имеет вид [42]:

$$q(t_n) = q(t_0)e^{-\frac{t_n-t_0}{\tau}} + \sum_{k=1}^n \left[(a + fi(t_k))e^{-\frac{t_n-t_k}{\tau}} \left(1 - e^{-\frac{t_k-t_{k-1}}{\tau}} \right) \right] \quad (1.8)$$

(a – интенсивность притока жидкости из аквифера (интенсивность аквифера)).

Заметим, что в оригинальной записи [42] в формуле (1.8) интенсивность аквифера a и коэффициент взаимовлияния f представлены как функции времени. Более того, сказано, что «константа времени может быть модифицирована как функция времени, основываясь на количестве активных скважин в пласте» – это связано с тем, что константа времени определяется через коэффициент продуктивности (1.3), а для модели CRMT, очевидно, коэффициент продуктивности укрупненной скважины зависит от количества активных скважин. Для модификации используется коэффициент η , определяемый как отношение количества активных скважин на предыдущем интервале времени к количеству скважин на текущем интервале времени. Как показывает практический опыт использования модели CRM, подобная корректировка является вполне оправданной, хотя, строго говоря, изначально аналитическое решение уравнения материального баланса получается при условии неизменности коэффициента продуктивности во времени.

Модели CRM для решения задач разработки нефтяных месторождений активно развиваются – количество публикаций непрерывно растет [16], рис. 3.

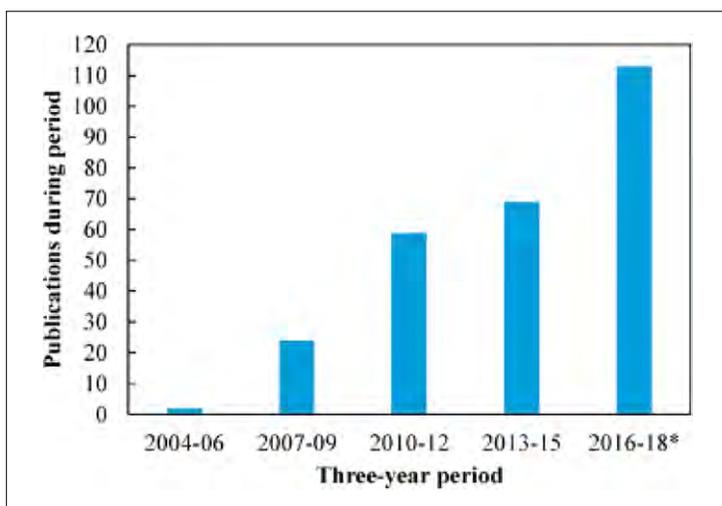


Рис. 3. Количество публикаций по тематике CRM-моделей [16]

Отчасти такой интерес к моделям CRM обусловлен тем, что, будучи моделями так называемой нулевой пространственной размерности, при использовании они не требуют задания свойств межскважинного пространства. Такие свойства, за исключением синтетических случаев, полностью никогда не известны, а значит, зависимость от них чревата низкой степенью точности и достоверности конечного результата моделирования. Как показывает практика использования CRM, учет характеристик системы «пласт-скважины» только через константу времени, коэффициенты продуктивности и взаимовлияния скважин оказывается вполне достаточным для получения довольно качественного прогноза динамики технологических показателей по модели CRM. При этом существенным преимуществом CRM по сравнению с ГДМ является несоизмеримо большая скорость расчетов и, как следствие, возможность эффективного решения задач, связанных с анализом неопределенности, а также решения обратных задач.

1.2. АЛГОРИТМЫ НАХОЖДЕНИЯ ОПТИМАЛЬНОГО РЕШЕНИЯ ЗАДАЧИ ОПРЕДЕЛЕНИЯ КОЭФФИЦИЕНТОВ ВЗАИМОВЛИЯНИЯ СКВАЖИН В РАМКАХ МОДЕЛИ CRM

Оценка взаимовлияния скважин с помощью модели CRM представляет собой решение обратной задачи поиска коэффициентов взаимовлияния скважин f_{ij} , а также коэффициентов продуктивности J_j и временных констант τ_j , входящих в формулу (1.5) с учетом ряда ограничений. Большое число параметров и характер целевой функции приводит к тому, что целевая функция имеет в общем случае большое количество локальных минимумов, что затрудняет поиск решения с помощью градиентных методов оптимизации. Использование стохастических методов может требовать значительных временных затрат и, зачастую, в практически важных случаях, за приемлемое время выдавать решение весьма далекое от оптимального. Кроме того, использование универсальных (коммерческих) оптимизаторов без исследований пространства возможных решений скрывает от исследователя важные особенности решаемой задачи, например, неоднозначность решения, часто возникающую вследствие погрешностей и ошибок в данных.

Ниже в этом разделе рассмотрим две постановки задачи определения коэффициентов влияния:

- с одной добывающей скважиной,
- с числом добывающих скважин более одной.

Читателю предлагаются авторские алгоритмы поиска решения этих задач путем сведения их к последовательности задач квадратичного программирования. Характерной особенностью алгоритма является значительный выигрыш в вычислительной эффективности при высоком качестве решения оптимизационной задачи по сравнению с другими известными алгоритмами. Другим преимуществом является возможность анализа исходных данных с точки зрения неоднозначности решения обратной задачи, т.е. существования неединственного решения или широкого множества качественно различных, но близких с точки зрения целевой функции, решений.

Рассмотрены условия, при которых полученное решение будет являться единственным и оптимальным для задачи в первой

из постановок. Предложены способы получения приближенного решения для второй постановки. Также предложен новый формат визуализации, дающий исследователю представление о структуре возможных приближенных решений поставленной задачи. Приведены данные численных экспериментов с использованием скважинных данных по синтетическим объектам, сопоставляющих авторский алгоритм с рядом других.

Оперативная оценка коэффициентов взаимовлияния нагнетательных и добывающих скважин является одной из практически важных задач управления разработкой нефтяных месторождений. Оценка этих коэффициентов возможна, например, по результатам гидродинамического моделирования, однако это требует большого количества временных и вычислительных ресурсов и не удовлетворяет условию оперативности. В связи с этим в настоящее время активно развивается ряд различных подходов к аналитическому решению задачи оценки взаимовлияния скважин с использованием, например, MPI-моделей [50], нейронных сетей [5], CRM-моделей [53] и др. Обзор этих подходов представлен в главе 2.

Исходя из собственного опыта использования различных математических моделей для оценки взаимовлияния скважин, авторам представляется, что компромиссным вариантом для обеспечения вычислительной эффективности и физической содержательности является использование CRM-моделей [95], о чем подробнее будет сказано в главе 2. В разделе 2.2 показаны особенности решения обратной задачи оценки взаимовлияния скважин при использовании CRM-моделей. В частности отмечается, что время расчета по модели CRM при решении рассматриваемой задачи оказывается несоизмеримо меньшим, чем при использовании гидродинамического моделирования. Тем не менее вопрос вычислительной эффективности применительно к решению обратных задач оценки взаимовлияния скважин нельзя считать решенным. Это связано с тем, что в зависимости от строения пластов, систем разработки взаимовлияние скважин может проявляться не только для ближайших скважин-соседей, но может проявляться и между

относительно далеко расположенными скважинами. Это приводит к увеличению управляющих параметров, а значит и к увеличению степени неопределенности для искомого результата – коэффициентов взаимовлияния. Таким образом, актуальным направлением для исследований является разработка нового алгоритма решения обратной задачи оценки взаимовлияния скважин с использованием CRM-моделей, который бы обладал следующими качествами:

1. Являлся бы более эффективным с вычислительной точки зрения при наличии большего числа параметров и ограничений, чем у известных универсальных алгоритмов оптимизации. Для этого новый алгоритм должен учитывать особенности поставленной задачи, в частности, вид целевой функции и накладываемых на неизвестные параметры ограничений.
2. Находил бы решение, близкое к глобальному минимуму целевой функции, несмотря на наличие большого числа локальных минимумов.

1.2.1. ПОСТАНОВКА ОПТИМИЗАЦИОННОЙ ЗАДАЧИ

На настоящий момент в литературе описано довольно много разновидностей CRM-моделей (подробный обзор можно найти, например, в [16], наиболее известные были перечислены в разделе 1), для которых характерно различное описание исследуемого объекта и, как следствие, различный набор неизвестных параметров модели. Ниже в настоящем разделе рассматривается модель CRMP, которая описывает систему из NP добывающих и NI нагнетательных скважин и базируется на следующей формуле оценки дебита добывающей скважины:

$$q_j(t_n) = q_j(t_0)e^{-\frac{(t_n-t_0)}{\tau_j}} + \sum_{k=1}^n \left(e_j + \sum_{i=1}^{NI} f_{ij} I_{i,k} - J_j \tau_j \frac{\Delta p_{j,k}}{\Delta t_k} \right) e^{-\frac{(t_n-t_k)}{\tau_j}} \left(1 - e^{-\frac{(t_k-t_{k-1})}{\tau_j}} \right), \quad j = \overline{1, NP} \quad (1.1.1)$$

где j – номер скважины, t_n – n -й шаг рассматриваемого интервала истории работы скважины (сут). Известными величинами здесь являются: $q_j(t_0)$ – дебит скважины в начальный момент времени $\left(\frac{\text{м}^3}{\text{сут}}\right)$, $I_{i,k}$ – приемистость i -й нагнетательной скважины на k -м временном шаге $\left(\frac{\text{м}^3}{\text{сут}}\right)$, $p_{j,k}$ – забойное давление в j -й добывающей скважине на k -м временном шаге (атм). Неизвестными величинами являются: τ_j – константа времени (величина обратная коэффициенту падения добычи, сут), J_j – коэффициент продуктивности $\left(\frac{\text{м}^3}{\text{сут} \cdot \text{атм}}\right)$, e_j – интенсивность аквифера $\left(\frac{\text{м}^3}{\text{сут}}\right)$ и f_{ij} – безразмерные коэффициенты влияния i -й нагнетательной на j -ю добывающую скважину.

Для определения значений неизвестных величин формулируется оптимизационная задача: задается целевая функция, выражающая отклонение модельных (расчетных) дебитов от фактических, а также – диапазоны допустимых значений для неизвестных величин. При этом целевая функция может формулироваться как для каждой добывающей скважины отдельно:

$$F_j = \sum_{n=1}^T \left(\tilde{q}_j(t_n) - q_j(t_n) \right)^2, \quad (1.1.2)$$

так и совместно для всех добывающих скважин:

$$F = \sum_{j=1}^{NP} F_j = \sum_{j=1}^{NP} \sum_{n=1}^T \left(\tilde{q}_j(t_n) - q_j(t_n) \right)^2, \quad (1.1.3)$$

где $\tilde{q}_j(t_n)$ – фактический дебит j -й скважины за n -й шаг рассматриваемого интервала истории разработки, а T – число временных шагов в рассматриваемом интервале истории работы скважины. Исходя из физического смысла величин, а также из

прочих экспертных соображений, на неизвестные параметры накладываются ограничения вида:

$$\begin{aligned}
 J_{j \min} &\leq J_j \leq J_{j \max}, \\
 \tau_{j \min} &\leq \tau_j \leq \tau_{j \max}, \\
 e_{j \min} &\leq e_j \leq e_{j \max}, \\
 f_{ij \min} &\leq f_{ij} \leq f_{ij \max}, \\
 j &= \overline{1, NP}, i = \overline{1, NI}
 \end{aligned}
 \tag{1.1.4}$$

В дальнейшем область допустимых значений всех параметров будем обозначать через Ω . Совместно с (1.1.3) также используют естественное условие вида (1.1.5) (см., например, [88]).

$$\sum_{j=1}^{NP} f_{ij} \leq 1, i = \overline{1, NI}
 \tag{1.1.5}$$

Отметим, что в ряде случаев, сумма в (1.1.5) из экспертных соображений может быть ограничена не единицей, а меньшей величиной, например, когда закачка по рассматриваемой скважине заведомо непроизводительна и примерно известно, какая доля закачиваемого флюида оказывает влияние на добычу.

Формулировка задачи в виде (1.1.2) не допускает задания дополнительных ограничений по нагнетательным скважинам вида (1.1.5), позволяющих получить более достоверную модель. С другой стороны, решение в формулировке (1.1.2) распадается на решение NP отдельных задач значительно меньшей размерности и, соответственно, может быть найдено с меньшими затратами и, в то же время, в частных случаях оно может являться вполне удовлетворительным.

Как видно из (1.1.2) и (1.1.3), целевые функции не являются линейными относительно неизвестных параметров, к тому же сложность задаче добавляют ограничения в виде неравенств. Для определения неизвестных параметров можно использовать, например, методы типа Монте-Карло, либо градиентные методы, генетические алгоритмы или метод имитации отжига. При этом, как будет показано ниже, для рассматриваемых

целевых функций характерно наличие большого числа локальных минимумов, поэтому все вышеуказанные методы для решения одной и той же задачи целесообразно выполнять многократно, с большим количеством начальных приближений, чтобы с большей вероятностью получить достаточно «хорошее» (с точки зрения значения целевой функции) решение. Однако недостатком этого подхода являются большие временные затраты, т.к. вероятность получить оптимальное (или хотя бы достаточно хорошее) решение будет тем выше, чем больше начальных приближений будет рассмотрено, а размерность задачи (т.е. количество неизвестных параметров) при решении практических задач может измеряться как десятками, так и сотнями, и тысячами.

Некоторые подходы к сокращению временных затрат на решение уже были опубликованы ранее. Так, многими исследователями (например, [87, 51]) предлагалось сокращать размерность задачи за счет обнуления f_{ij} для скважин, расположенных достаточно далеко друг от друга (т.е. ввести понятие «радиуса влияния»). В [51] предлагалось в дополнение к этому решать вначале задачу в постановке (1.1.2), обнулять коэффициенты f_{ij} , значения которых оказались ниже некоторого выбранного заранее порога, после чего уже переходить к задаче (1.1.3). В [18] также говорится об использовании в вычислительных процедурах заранее аналитически выраженных из (1.1.2) и (1.1.3) градиента и матрицы Гессе, что сокращает время работы коммерческого (т.е. не специфичного для решаемой задачи) оптимизатора. По мнению авторов, перечисленные меры, безусловно, являются полезными, но их следует охарактеризовать как экстенсивные, в то время как интенсивным методом увеличения скорости поиска решения можно назвать разработку специфических численных методов, использующих особенности целевых функций (1.1.2) и (1.1.3), а также условий вида (1.1.4) и (1.1.5). Подробнее о таких численных методах будет сказано ниже.

1.2.2. ВОПРОС ЕДИНСТВЕННОСТИ РЕШЕНИЯ ЗАДАЧИ И СУЩЕСТВОВАНИЯ ЛОКАЛЬНЫХ МИНИМУМОВ

Покажем, что в общем случае решение рассматриваемой задачи не единственно, т.е. целевая функция (1.1.2) имеет не единственный локальный минимум. Рассмотрим для простоты задачу с одной добывающей скважиной ($NP = 1$). Также для простоты положим, что рассматриваемые временные отсчеты t_n идут с равномерным шагом. Введем следующую замену переменных:

$$x = e^{-\frac{(t_k - t_{k-1})}{\tau_1}} \quad (1.1.6)$$

Заметим также, что величина $J_j \tau_j$ равна произведению общей сжимаемости системы на дренируемый объем. Эту величину будем считать константой. Далее, зафиксируем произвольным образом некоторые допустимые значения для всех неизвестных параметров, кроме τ_1 . Тогда, с учетом (6), соотношение (1) примет вид:

$$q_1(t_n) = q_1(t_0)x^n + \sum_{k=1}^n \gamma_k x^{(n-k)}(1-x),$$

а целевая функция (1.1.2) примет вид:

$$F_1(x) = \sum_{n=1}^T \left(\bar{q}_1(t_n) - q_1(t_0)x^n + \sum_{k=1}^n \gamma_k x^{(n-k)}(1-x) \right)^2,$$

где γ_k – константы (выражения, зависящие от зафиксированных параметров и произведения $J_j \tau_j$ и не зависящие от τ_1). Таким образом, при указанных допущениях, $F_1(x)$ является многочленом степени $2T$. Производная $F_1(x)$ по x будет иметь $2T-1$ корень, а значит сама $F_1(x)$ – до $(T-1)$ локальных минимумов. Очевидно, что достаточно легко построить пример полинома, который будет в точках локальных минимумов принимать равные значения.

Эти значения будут приниматься при различных значениях x , которым, с учетом (1.1.6), будут соответствовать различные значения τ_j . Таким образом, по крайней мере в частных случаях, при вырожденных условиях (1.1.4) задача минимизации целевой функции (1.1.2) имеет неединственное решение, а число локальных минимумов целевой функции прямо пропорционально количеству рассматриваемых временных шагов. В частности, это доказывает нецелесообразность применения методов типа градиентного спуска (с одним начальным приближением) для поиска решения. Очевидно, что неединственность локального минимума целевой функции будет иметь место не только при вырожденных условиях (1.1.4). Это же подтверждается и опытом практического использования градиентных алгоритмов: они дают качественно разные (формирующие принципиально разные картины потоков в пласте) решения одной и той же задачи при выборе различных начальных приближений – эти решения соответствуют различным локальным минимумам целевой функции.

1.2.3. ПОИСК ОПТИМАЛЬНОГО РЕШЕНИЯ В ЗАДАЧЕ С ОДНОЙ ДОБЫВАЮЩЕЙ СКВАЖИНОЙ

Рассмотрим случай задачи с одной добывающей и NI нагнетательными скважинами. Введем в рассмотрение функцию:

$$\varphi(\tau) = \min_{J, e, f_i} F(\tau, J, e, f_i), i = \overline{1, NI} \quad (1.1.7)$$

Здесь индекс j у неизвестных величин и функции F равен 1 и опущен для простоты, а F – задается формулой (1.1.2). Ясно, что для вычисления этой функции при конкретном фиксированном значении τ требуется подставить это значение в (1.1.2) и решить оптимизационную задачу с ограничениями (1.1.4). При этом, в отличие от исходной постановки, целевая функция представляет собой неотрицательно определенную квадратичную форму. Этот факт, а также линейность неравенств в (1.1.4), позволяет для нахождения решения использовать методы

квадратичного программирования. В частности, все результаты, упоминаемые здесь, получены с использованием метода перебора граней (см., например, [13]).

Заметим, что значение $\varphi(\tau)$ существует при любом фиксированном значении τ , так как F ограничена снизу, а множество допустимых значений для параметров J, e, f_i не пусто (обозначим это множество через Ω). Однако, в общем случае, значению $\varphi(\tau)$ может соответствовать не единственный набор J, e, f_i . Такая ситуация возникает, когда матрица Гессе квадратичной формы при заданном τ вырождена. Если при этом $\tau = \underset{\tau}{\operatorname{argmin}} \varphi(\tau)$, то это бу-

дет означать, что решение рассматриваемой задачи не единственно. Очевидным примером такой ситуации может служить случай:

$$\begin{aligned} I_i &= \text{const}, & i &= \overline{1, NI}, \\ q &= \text{const}, \\ e &= 0, \\ \Delta p_{1,k} &= 0, & k &= \overline{1, NT} \end{aligned}$$

Подставляя эти условия в (1.1.1) и (1.1.2), получим, что целевая функция является функцией величины $\sum_{i=1}^{NI} f_i I_i$, которая принимает одинаковые значения на линейных множествах f_i .

Неединственность решения означает некорректность поставленной задачи: исходные данные не достаточны для того, чтобы однозначно и достоверно смоделировать объект исследования. В этом случае, на практике, программное обеспечение, решающее задачу, должно предупредить исследователя о сложившейся ситуации, чтобы он мог переформулировать задачу: расширить рассматриваемый временной интервал или задать экспертные оценки для искомым параметров. В последнем случае возможна регуляризация задачи при переходе от целевой функции (1.1.2) к функции:

$$F = \sum_{n=1}^T (\tilde{q}(t_n) - q(t_n))^2 + \sum_{i=1}^{NI} (f_i - \tilde{f}_i)^2 + (J - \tilde{J})^2 + (e - \tilde{e})^2, \quad (1.1.8)$$

где $\tilde{f}_i, \tilde{J}, \tilde{e}$ – экспертные оценки параметров. Легко видеть, что новые слагаемые добавляют в матрицу Гессе исходной задачи единичную диагональ. Также можно ввести перед слагаемыми весовые коэффициенты, варьируя которые, можно добиться хорошей обусловленности матрицы Гессе и единственности решения задачи оптимизации.

Из (1.1.1) и (1.1.2) следует, что функция F непрерывна по τ вместе со своими частными производными любого порядка, и, следовательно, таковы же будут коэффициенты матрицы Гессе, ее алгебраические дополнения и коэффициенты обратной матрицы (предполагается, невырожденность матрицы Гессе). Отсюда следует непрерывность и дифференцируемость $\varphi(\tau)$, при условии, что ограничения вида (1.1.4) отсутствуют. Однако если при некотором фиксированном значении τ минимум F достигается в точке, лежащей на границе области Ω , то производные слева и справа могут не совпадать, если при уменьшении τ точка минимума остается на границе, а при увеличении – покидает ее (или наоборот). Таким образом, $\varphi(\tau)$ является кусочно-гладкой.

Исходя из вышесказанного, представляется разумным следующий алгоритм решения задачи с одной добывающей скважиной:

1. Разбить область между τ_{min} и τ_{max} на равные интервалы с достаточно мелким шагом $\Delta\tilde{\tau}$. Шаг должен быть достаточно мелким, чтобы не пропустить ни одного интервала гладкости $\varphi(\tau)$.
2. Для каждого интервала нашего разбиения следует вычислить значения производных $\varphi'(\tau)$ в граничных точках.
3. Для интервалов, в начальной точке которых производная отрицательна, а в конце – положительна, ищем локальный минимум, например, методом золотого сечения. Запоминаем значения J, e, f_i , если $\varphi(\tau)$ минимально среди всех найденных ранее локальных минимумов.
4. Выбираем минимальное значение между точками локальных минимумов, а также τ_{min} и τ_{max} .

Вычисление функции $\varphi(\tau)$ для фиксированного значения τ , как уже упоминалось, предлагается выполнять методом перебора граней. Для определения знака производной достаточно

вычислить значения в $\varphi(\tau)$ и $\varphi(\tau + \Delta\tau)$ при малом $\Delta\tau$. Заметим, указанный алгоритм определяет не только оптимальное значение τ_{opt} и соответствующие ему J_{opt} , e_{opt} , $f_{i, opt}$, но и наборы J , e , f_i , соответствующие другим значениям τ . Эти данные можно отобразить в виде графиков $\varphi(\tau)$, а также $J_{opt}(\tau)$, $e_{opt}(\tau)$, $f_{i, opt}(\tau)$, что позволяет увидеть «структуру» задачи: положение полученного решения относительно других, «потенциальных», решений, близких к оптимальному. Пример графиков, полученных при решении поставленной задачи на синтетических данных, приведен на рис. 1, 2. В данном примере видно, что целевая функция (отображена синим цветом) имеет единственный локальный (и глобальный) минимум на области допустимых значений, задача имеет явно выраженное единственное решение. В общем случае, ситуация могла сложиться иначе, например, $\varphi(\tau)$ могла бы иметь несколько близких по значению локальных минимумов при различных τ , либо даже целый интервал по τ со значениями $\varphi(\tau)$, близкими к оптимальному. В таких случаях исследователь, опираясь на предложенные графики и собственный опыт, может сделать выбор в пользу наиболее правдоподобного из потенциальных решений.

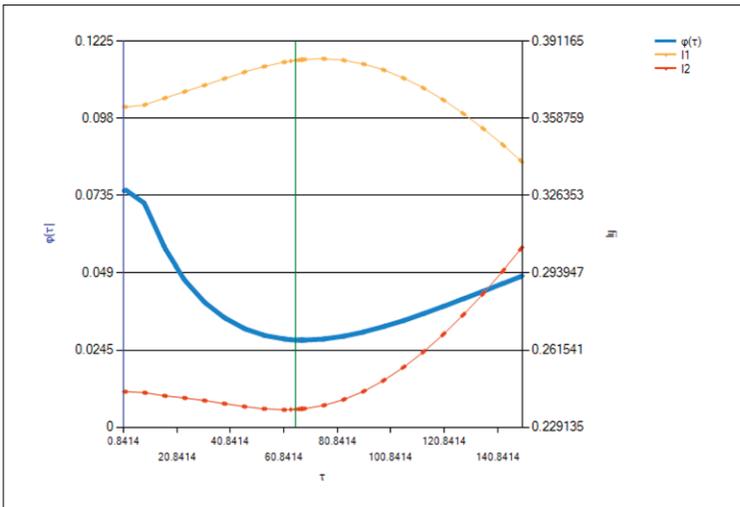


Рис. 4. Пример зависимостей $\varphi(\tau)$, $f_{1, opt}(\tau)$ и $f_{2, opt}(\tau)$

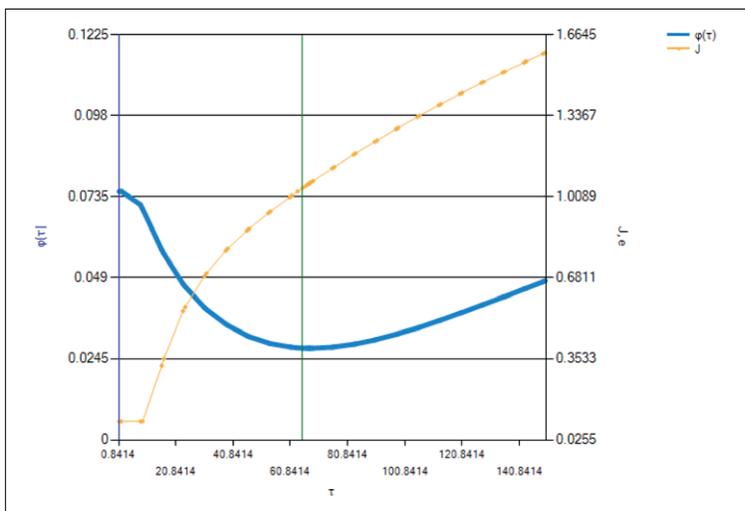


Рис. 5. Пример зависимостей $\varphi(\tau)$ и $J_{opt}(\tau)$

Замечание. На приведенных графиках видна точка разрыва производной $\varphi(\tau)$ при $\hat{\tau} \approx 9$. Это связано с тем, что при значениях τ , меньших чем $\hat{\tau}$, точка оптимума лежит на границе Ω ($J = J_{min}$), а при значениях τ , больших чем $\hat{\tau}$, – принадлежит внутренности Ω .

1.2.4. ПОИСК ОПТИМАЛЬНОГО РЕШЕНИЯ ЗАДАЧИ ПРИ КОЛИЧЕСТВЕ ДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИН БОЛЬШЕМ ОДНОЙ

Рассмотрим задачу построения модели SRMP при количестве добывающих скважин большем одной ($NP > 1$). Для начала разобьем эту задачу на NP независимых задач для каждой добывающей скважины в отдельности и решим их методом, описанным в предыдущем пункте. Решение, полученное таким образом, будем называть «естественным». Очевидно, что, в общем случае, «естественное» решение не удовлетворяет условиям (1.1.5) и не может считаться окончательным решением поставленной задачи.

По аналогии с (1.1.7) рассмотрим функцию:

$$\begin{aligned} \Phi(\tau_1, \dots, \tau_{NP}) = \\ \min F(\tau_1, J_1, e_1, f_{11}, \dots, \tau_{NP}, J_{NP}, e_{NP}, f_{NP1}, \dots, f_{NPNI}), \end{aligned} \quad (1.1.9)$$

Здесь минимум берется по всем неизвестным параметрам, кроме τ_1, \dots, τ_{NP} . Как и в случае задачи с одной добывающей скважиной, для вычисления функции Φ при фиксированных значениях τ_1, \dots, τ_{NP} требуется решить задачу квадратичного программирования. Однако, в отличие от вычисления функции $\varphi(\tau)$, при вычислении значения могут быть учтены условия (1.1.5). Таким образом, алгоритм нахождения общего решения сводится к минимизации функции NP переменных $\Phi(\tau_1, \dots, \tau_{NP})$.

Для нахождения решения можно использовать те же самые методы, которые традиционно используются для решения поставленной задачи и перечислены ранее: методы Монте-Карло, генетические, градиентные методы. Однако рассмотренные выше особенности задачи позволяют изменить алгоритм поиска решения: в рамках этих методов перебирать можно не все параметры, а только τ_1, \dots, τ_{NP} , которых, в практически важных случаях, может быть на 2-3 порядка меньше. В то же время для каждого фиксированного набора τ_1, \dots, τ_{NP} можно получить гарантированно наилучший выбор остальных параметров задачи.

При выборе метода оптимизации $\Phi(\tau_1, \dots, \tau_{NP})$ следует принимать во внимание следующие особенности задачи:

1. Функция $\Phi(\tau_1, \dots, \tau_{NP})$ почти всюду имеет непрерывные производные любого порядка (доказывается аналогично предыдущему пункту). Однако получить частные производные $\Phi(\tau_1, \dots, \tau_{NP})$ в аналитическом виде не представляется возможным.
2. Вычисление $\Phi(\tau_1, \dots, \tau_{NP})$ для каждого набора τ_1, \dots, τ_{NP} – ресурсоемкая операция. Если предположить, что число потенциально ненулевых f_{ij} для каждой добывающей скважины будет порядка 10, а коэффициент продуктивности и интенсивность акьюфера заданы заранее, то число параметров в задаче квадратичного программирования будет порядка $10NP$. А сложность метода перебора граней – $O(n^2)$ (согласно[13]).

Исходя из этого, следует признать, что перебор τ_1, \dots, τ_{NP} , даже с достаточно большим шагом, при практически значимых значениях NP будет невозможен в связи с необходимостью большого числа вычислений $\Phi(\tau_1, \dots, \tau_{NP})$. Из тех же соображений неэффективными будут и методы Монте-Карло, а также метод имитации отжига.

Как показали проведенные эксперименты, наилучшие по производительности результаты показал метод покоординатного спуска в следующем варианте:

1. Задаем шаг $\Delta\tau = 1$.
2. Выбираем начальную точку $(\tau_1, \dots, \tau_{NP})$.
3. Вычисляем значение $\Phi(\tau_1, \dots, \tau_{NP})$.
4. Случайно выбираем одно из τ_j . Вычисляем значение $\Phi(\tau_1, \dots, \tau_{NP})$, заменив τ_j на $\tau_j + \Delta\tau$, и смотрим изменение знака:
 - если в направлении увеличения τ_j функция уменьшается, то делаем шаги по $10 \cdot \Delta\tau$, пока она не начнет увеличиваться,
 - иначе – делаем аналогичные шаги в противоположном направлении.
5. Повторяем п. 4 до тех пор, пока не останется направлений ни по одной координате, при которых шаг в $\Delta\tau$ приводит к уменьшению целевой функции.
6. Задаем $\Delta\tau = 0,1$ и повторяем с п. 4, после чего выходим из алгоритма.

По итогам алгоритма, все τ будут определены с точностью до 0,1, что является вполне приемлемой точностью. Вообще говоря, можно выполнить указанный алгоритм многократно с различными начальными точками $(\tau_1, \dots, \tau_{NP})$, но, как показали эксперименты, достаточно хорошими являются решения, полученные при выборе в качестве начальной точки «естественного» решения. Его же можно использовать в качестве регуляризатора целевой функции (по аналогии с (1.1.8)). Кроме того, еще одним доводом за использование «естественного» решения может служить то, что при его нахождении будут получены графики, подобные приведенным на рис. 4 и рис. 5, которые помогают проанализировать

задачу на предмет неоднозначности решения. Как показывает практика использования этого алгоритма, зачастую неоднозначность можно устранить за счет расширения интервала настройки, расширения диапазонов изменения параметров τ , J и e , либо добавления новых потенциальных связей между скважинами (увеличения радиуса влияния).

Замечание 1. Во всех проведенных авторами численных экспериментах решение, полученное на основе «естественного» набора $(\tau_1, \dots, \tau_{NP})$, оказывалось точкой локального минимума функции $\Phi(\tau_1, \dots, \tau_{NP})$. Однако строгим доказательством того, что это всегда так, авторы не располагают. Следует также заметить, что полученное таким образом решение, в общем случае, не является оптимальным.

Замечание 2. Использование «естественного» набора $(\tau_1, \dots, \tau_{NP})$ не является единственным эффективным способом задания начальной точки для приведенного выше алгоритма. Представляется разумным, например, подход, при котором $(\tau_1, \dots, \tau_{NP})$ определяются с помощью оптимизационной задачи ICRM (CRM в терминах накопленной добычи/закачки), которая, в отличие от CRMP, линейна, а значит, ее решение может быть найдено эффективно (хотя качественные характеристики такого решения, как правило, хуже, чем у CRMP, см., например, [16]).

1.2.5. РЕЗУЛЬТАТЫ ЭКСПЕРИМЕНТОВ

В рамках вычислительных экспериментов рассматривалось 3 синтетические модели неоднородных по проницаемости пластов постоянной мощности с одинаковым расположением скважин, рис 3. Пласты изначально насыщены нефтью, свойства нефти и воды не различаются, т.е. используется приближение «разноцветных жидкостей».

На рис. 6: желтый цвет соответствует проницаемости 20 мД, синий – 0,02 мД, красный – 100 мД. Для каждой из этих моделей в гидродинамическом симуляторе было рассчитано 5 вариантов разработки длительностью 36 месяцев. При этом исходные данные (приемистости, забойные давления) в первые 24 месяца в каждом варианте совпадали – этот период использовался для настройки

CRM-моделей. В последующие 12 месяцев исходные данные были различны – они использовались для проведения ретроспективных тестов, т.е. оценки прогностических свойств настроенных CRM-моделей. Пример графика приемистости для одной из скважин с интервалами настройки модели и прогноза приведен на рис. 7.

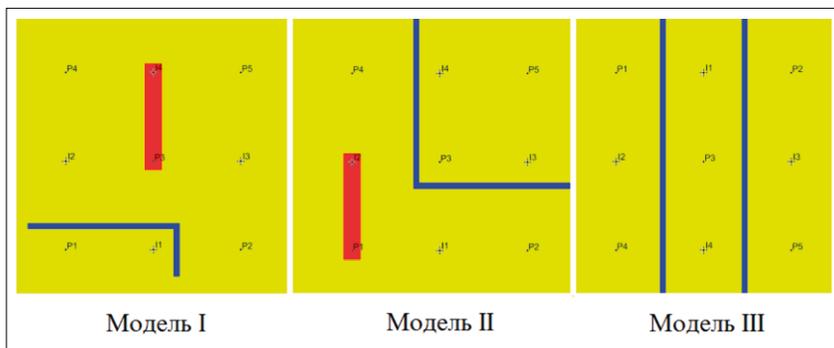


Рис. 6. Поля проницаемости для синтетических моделей.

Желтый цвет – проницаемость 20 мД, синий – 0,02 мД, красный – 100 мД

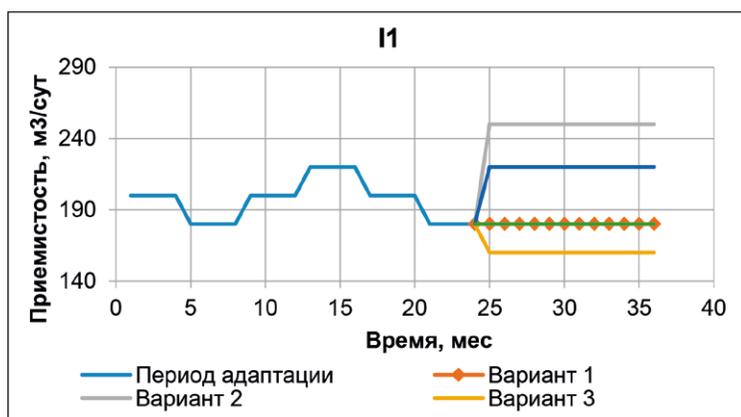


Рис. 7. Динамика приемистости скважины I1

Для каждой синтетической модели коэффициенты модели CRM определялись следующими методами (в скобках приведена аббревиатура для краткого обозначения метода в тексте):

- Монте-Карло. 100 случайных точек (**MC100**);
- Нелдера – Мида. 50 стартов со случайными начальными приближениями, 50 шагов при минимизации целевой функции (**NM50/50**);
- Метод имитации отжига. Неизвестные варьируются независимо. 20 стартов со случайными начальными приближениями, 100 шагов (**MSA20/100**);
- Метод имитации отжига. Все неизвестные разыгрываются совместно. 1 старт, 100 шагов (**SA100**);
- Дифференциальная эволюция, генетический алгоритм. Параметр мутации: 1,8 (**DE50**);
- Авторский метод с использованием метода перебора граней (**GQP**).

Все методы, кроме последнего, носят вероятностный характер, поэтому для каждого из них выполнялось 30 запусков. Последний метод запускался для каждой синтетической модели однократно, т.к. является детерминированным. Параметры для всех методов, кроме последнего, выбраны исходя из опыта авторов: именно такие параметры, как правило, давали наилучшие решения по сочетанию «временные затраты / качество» для задач небольшой размерности (менее 10 добывающих скважин). Полученные решения оценивались по следующим параметрам:

- среднее время выполнения;
- максимальная невязка модельного дебита от фактического на интервале настройки по отдельной скважине согласно формуле:

$$D_j = \min_j \sum_{n=1}^T \frac{|\tilde{q}_j(t_n) - q_j(t_n)|}{\tilde{q}_j(t_n)} \quad (1.1.10)$$

В таблицах приведено среднее значение этого параметра по результатам 30 запусков ($D_{j, avg}$) и минимальное из них ($D_{j, min}$);

- средняя невязка модельного дебита от фактического на интервале настройки по всем скважинам модели:

$$D_{all} = \sum_{j=1}^{NP} \sum_{n=1}^T \frac{|\tilde{q}_j(t_n) - q_j(t_n)|}{\tilde{q}_j(t_n)} \quad (1.1.11)$$

В таблицах приведено среднее значение этого параметра по результатам 30 запусков ($D_{all, avg}$) и минимальное из них ($D_{all, min}$);

- погрешность прогноза по результатам ретроспективного теста:
- максимальная невязка модельного дебита от фактического на интервале прогноза по отдельной скважине (по формуле (1.1.10));
- средняя невязка модельного дебита от фактического на интервале прогноза по всем скважинам модели (по формуле (1.1.11)).

Для каждого численного метода по результатам оптимизации (настройки CRM-модели) фиксировалось решение с минимальным значением максимального отклонения модельного дебита от фактического ($D_{j, min} = \min_j D_j$). Именно эти решения использовались в ретроспективном тестировании.

Результаты расчетов приведены в таб. 1–6.

Таб. 1. Время построения CRM-модели разными методами оптимизации и невязки по модели I

| Модель I | | | | | |
|-----------|----------|--------------------|------------------|--------------------|------------------|
| | Время, с | $D_{all, avg}$, % | $D_{j, avg}$, % | $D_{min, avg}$, % | $D_{j, min}$, % |
| MC100 | 1,8 | 21,6 | 44,2 | 10,6 | 15,9 |
| NM50/50 | 24,6 | 11,1 | 22,0 | 5,0 | 9,3 |
| SA100 | 0,3 | 11,1 | 19,1 | 6,7 | 11,2 |
| MSA20/100 | 16,5 | 44,9 | 94,9 | 20,1 | 38,4 |
| DE50/50 | 43,8 | 11,5 | 19,8 | 4,7 | 7,1 |
| GQP | 0,4 | 3,0 | 4,5 | 3,0 | 4,5 |

Таб. 2. Качество прогноза по модели I

| Модель I | | | | | | | | | | |
|-----------|---|-----|-----|-----|-----|---|------|------|------|------|
| | Средняя невязка прогноза по всем скважинам, % | | | | | Макс. невязка прогноза по отдельной скважине, % | | | | |
| | Варианты расчета | | | | | Варианты расчета | | | | |
| | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 |
| MC100 | 2,0 | 2,8 | 0,0 | 1,0 | 2,6 | 11,8 | 6,7 | 14,2 | 7,3 | 12,1 |
| NM50/50 | 4,8 | 4,4 | 5,8 | 4,9 | 4,8 | 9,9 | 12,9 | 11,5 | 14,5 | 16,8 |
| SA100 | 0,3 | 2,9 | 1,5 | 1,4 | 0,1 | 3,4 | 13,1 | 4,7 | 7,7 | 8,5 |
| MSA20/100 | 2,7 | 1,7 | 2,7 | 1,8 | 1,9 | 31,1 | 35,1 | 31,3 | 25,9 | 27,5 |
| DE50/50 | 0,2 | 3,4 | 3,3 | 1,6 | 1,9 | 8,7 | 10,6 | 20,9 | 8,8 | 5,1 |
| GQP | 0,0 | 0,2 | 0,4 | 0,4 | 0,9 | 5,1 | 3,6 | 9,5 | 8,1 | 6,8 |

В таб. 1 зеленый цвет соответствует времени выполнения менее 2 сек. и невязкам менее 5%, желтый цвет – невязкам более 5%, но менее 15%. В остальных таблицах желтый цвет соответствует значениям средней невязки менее 3% и максимальной – менее 15%, зеленый цвет соответствует значениям средней невязки менее 2% и максимальной – менее 10%.

Таб. 3. Время построения CRM-модели различными методами оптимизации и невязки по модели II

| Модель II | | | | | |
|-----------|----------|--------------------|------------------|--------------------|------------------|
| | Время, с | $D_{all, avg}$, % | $D_{j, avg}$, % | $D_{min, avg}$, % | $D_{j, min}$, % |
| MC100 | 1,8 | 31,3 | 76,5 | 13,7 | 14,9 |
| NM50/50 | 21,3 | 19,7 | 42,0 | 9,2 | 13,2 |
| SA100 | 0,3 | 17,4 | 31,5 | 6,3 | 8,7 |
| MSA20/100 | 24,1 | 84,1 | 169,0 | 32,0 | 58,4 |
| DE50/50 | 27,0 | 15,8 | 30,3 | 8,6 | 14,6 |
| GQP | 0,2 | 2,9 | 4,7 | 2,9 | 4,7 |

Таблица 4. Качество прогноза по модели II

| Модель II | Невязка прогноза по модели, % | | | | | Макс. невязка прогноза по отдельной скважине, % | | | | |
|-----------|-------------------------------|------|------|------|------|---|------|------|------|------|
| | Варианты расчета | | | | | Варианты расчета | | | | |
| | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 |
| MC100 | 5,4 | 15,8 | 5,3 | 8,8 | 5,4 | 15,1 | 33,8 | 12,7 | 18,6 | 10,7 |
| NM50/50 | 1,9 | 2,7 | 2,2 | 1,9 | 2,0 | 11,4 | 22,6 | 12,2 | 16,4 | 10,6 |
| SA100 | 2,7 | 1,0 | 1,8 | 2,4 | 3,6 | 8,3 | 8,3 | 11,7 | 6,6 | 8,1 |
| MSA20/100 | 14,8 | 16,1 | 13,8 | 15,9 | 15,7 | 50,1 | 49,0 | 49,6 | 49,1 | 49,8 |
| DE50/50 | 6,2 | 5,6 | 6,5 | 6,7 | 6,1 | 11,8 | 15,3 | 13,3 | 14,3 | 13,1 |
| GQP | 1,1 | 1,2 | 1,8 | 2,0 | 2,2 | 3,1 | 9,2 | 8,7 | 10,5 | 5,4 |

Таб. 5. Время построения CRM-модели различными методами оптимизации и невязки по модели III

| Модель III | | | | | |
|------------|----------|--------------------|------------------|--------------------|------------------|
| | Время, с | $D_{all, avg}$, % | $D_{j, avg}$, % | $D_{min, avg}$, % | $D_{j, min}$, % |
| MC100 | 1,8 | 18,5 | 40,4 | 11,0 | 18,2 |
| NM50/50 | 23,1 | 9,0 | 15,1 | 4,4 | 5,1 |
| SA100 | 0,3 | 10,7 | 18,1 | 8,0 | 9,7 |
| MSA20/100 | 22,3 | 39,2 | 73,2 | 19,2 | 26,2 |
| DE50/50 | 41,0 | 10,9 | 19,7 | 6,3 | 9,6 |
| GQP | 0,3 | 4,5 | 6,1 | 4,5 | 6,1 |

Как видно из таблиц, авторский численный метод значительно превосходит остальные численные методы по производительности. Даже в тех случаях, когда время выполнения другими методами сопоставимо с GQP (например, SA100), следует учитывать, что это время выполнения одного расчета, а для получения решения приемлемого качества, как правило, приходится выполнять десятки попыток. Также из таблиц видно, что авторский алгоритм показывает устойчиво низкие значения невязок как на интервале настройки, так и на интервале

прогноза, в то время как остальные методы показывают худшие результаты.

Таб. 6. Качество прогноза по модели III

| Модель III | | | | | | | | | | |
|------------|-------------------------------|-----|-----|-----|-----|---|------|------|------|------|
| | Невязка прогноза по модели, % | | | | | Макс. невязка прогноза по отдельной скважине, % | | | | |
| | Варианты расчета | | | | | Варианты расчета | | | | |
| | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 |
| MC100 | 5,4 | 6,7 | 5,2 | 4,6 | 4,8 | 16,0 | 20,6 | 15,2 | 19,7 | 15,1 |
| NM50/50 | 1,1 | 1,7 | 0,9 | 1,3 | 1,3 | 9,0 | 11,4 | 12,0 | 7,7 | 4,0 |
| SA100 | 3,6 | 2,3 | 3,0 | 4,2 | 4,1 | 7,8 | 17,6 | 11,7 | 13,3 | 6,0 |
| MSA20/100 | 0,9 | 0,6 | 1,5 | 0,3 | 1,0 | 24,7 | 29,8 | 23,2 | 27,0 | 24,6 |
| DE50/50 | 0,8 | 3,4 | 1,2 | 0,8 | 0,5 | 7,9 | 16,9 | 10,2 | 12,7 | 8,6 |
| GQP | 1,4 | 1,3 | 1,8 | 2,3 | 2,9 | 4,0 | 7,1 | 6,1 | 9,9 | 7,1 |

Ниже на рис. 8 приведены коэффициенты взаимного влияния скважин для модели III, полученные по CRM-модели по авторскому методу оптимизации **GQP** и по гидродинамической модели (ГДМ). Коэффициенты по ГДМ посчитаны в коммерческом гидродинамическом симуляторе по линиям тока. Как видно из рисунка, коэффициенты, полученные по модели CRM, не только качественно повторяют те, что получены по ГДМ, но и близки к ним по значениям. Влияния, отсутствующие в модели CRM, но присутствующие в ГДМ, соответствуют значениям менее 2% и не являются принципиальными.

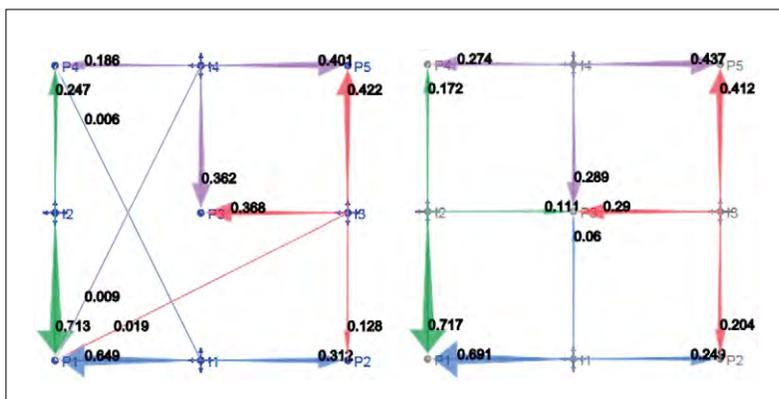


Рис. 8. Коэффициенты взаимного влияния скважин по линиям тока (слева) и по CRM-модели (справа)

Как видно из приведенных таблиц и иллюстраций, предлагаемый авторами метод **GQP** выгодно отличается от других сочетанием таких качеств, как производительность, высокая степень соответствия исходным данным и результатам гидродинамического моделирования, хорошие прогностические качества. Кроме того, получаемые при решении графики (рис. 4 и рис. 5) помогают исследователю проанализировать потенциальные неоднозначности решения.

1.3. МОДИФИКАЦИИ МОДЕЛИ CRMР ДЛЯ УЧЕТА ДОБЫЧИ НЕФТИ И ВОДЫ

1.3.1. КРАТКИЙ АНАЛИЗ СУЩЕСТВУЮЩИХ ПОДХОДОВ

Изначально одним из важных ограничений CRM-моделей было то, что они позволяли прогнозировать дебиты жидкости, но не позволяли прогнозировать дебиты нефти [53]. Однако уже с 2007 г. в публикациях по тематике CRM можно найти ряд подходов к двухфазному CRM-моделированию [42]. Тем не менее, это не решило обозначенную проблему полностью. В настоящем разделе будут представлены результаты исследований, целью которых было выбрать наиболее подходящий для практического использования подход к двухфазному CRM-моделированию и внедрить его в разрабатываемый авторами программный продукт. Как показало исследование, ни один из ранее опубликованных подходов не лишен недостатков, препятствующих его практическому использованию (краткий анализ наиболее известных и значимых подходов приведен ниже). В связи с этим был разработан новый оригинальный метод двухфазного CRM-моделирования, изложению которого посвящена основная часть настоящего раздела.

Краткий обзор наиболее известных методов двухфазного CRM-моделирования

Buckley – Leverett based fractional flow model (BLBFFM) – модель Баклея – Леверетта, адаптированная к CRM

Данная модель предложена М. Saugarour в 2008 г. [42]. В рамках данной модели рассматривается изменение водонасыщенности в некотором контрольном объеме V (с поровым объемом V_p) в окрестности добывающей скважины. Относительные фазовые проницаемости представляются степенными функциями от водонасыщенности (Brooks – Corey). Также вводится в рассмотрение нормализованная водонасыщенность:

$$S = \frac{S_w - S_{wr}}{1 - S_{or} - S_{wr}}, \quad (1.2.1)$$

где S_w – водонасыщенность, S_{or} и S_{wr} – остаточные нефтенасыщенность и водонасыщенность соответственно. В этих терминах функция Баклея – Леверетта принимает вид:

$$f_w(S) = \left(1 + \frac{(1 - S)^m}{MS^n}\right), \quad (1.2.2)$$

где f_w – обводненность, m и n – показатели степени в функциональных зависимостях ОФП по нефти и воде соответственно,

а $M = \frac{k_{rw}(S_{or}) \cdot \mu_o}{k_{ro}(S_{wr}) \cdot \mu_w}$. Динамика средней водонасыщенности в кон-

трольном объеме описывается законом сохранения:

$$\bar{S}_w(t) = \bar{S}_w(t - 1) + \frac{i(t) - q_w(t)}{V_p}, \quad (1.2.3)$$

где $q_w(t)$ – объем воды, добытый скважиной на шаге t , а $i(t)$ – объем воды, закачиваемый в контрольный объем нагнетательными скважинами (определяется по итогам однофазного CRM-моделирования). Используя указанные соотношения, можно сформулировать оптимизационную задачу, целевая функция которой будет выражать разность между фактическими и модельными значениями обводненности в скважине. Таким образом, решение задачи сводится к минимизации целевой функции, зависящей от неизвестных параметров m , n , M , V_p , S_{or} и S_{wr} .

Достоинством модели можно считать ее простоту, возможность адаптации модели обводненности отдельно от адаптации модели CRM по жидкости. Также важным моментом, с точки зрения вычислительной сложности задачи, является возможность адаптации по каждой добывающей скважине в отдельности, благодаря чему, с точки зрения вычислительной сложности задачи, число варьируемых параметров невелико – не более шести, при-

чем некоторые из параметров, например S_{or} и S_{wr} , можно не варьировать, а задавать априори.

Однако у этой модели есть существенные недостатки. Как упоминается в [16], построенная таким образом модель демонстрирует весьма слабые прогностические способности. Одной из причин авторы считают большое число варьируемых параметров – не с точки зрения вычислительной сложности, а с точки зрения «степеней свободы» решения. В теории, это может приводить к эффекту «переобучения модели», когда модель демонстрирует слишком хорошее соответствие фактическим данным, но не способна дать правдоподобный прогноз. При этом, как показали исследования авторов на реальных данных, модель демонстрирует не только плохие прогностические свойства, но и, в ряде случаев, недостаточную гибкость – неспособность качественно повторить фактическую обводненность. При этом значение параметра V_p играет решающую роль в свойствах модели, в то время как влияние остальных параметров (определяющих ОФП) – значительно слабее. Так как на практике значения $i(t) - q_w(t)$ могут существенно меняться от шага к шагу (например, в результате остановок, изменений режимов работы скважин и т.п.), модель вынуждена балансировать между двумя крайностями: при малых значениях V_p наблюдаются неправдоподобные скачки модельной водонасыщенности как в большую, так и в меньшую сторону, а при больших значениях V_p водонасыщенность становится близкой к константе. Как правило, подобрать V_p , удовлетворяющее шагам как с малыми значениями $i(t) - q_w(t)$, так и с большими, не удается.

Эмпирические модели (характеристики вытеснения)

Использование характеристик вытеснения совместно с однофазным CRM-моделированием с целью прогнозирования дебитов нефти принципиально возможно, но затруднено по нескольким причинам. Во-первых, требуется предварительный анализ данных, либо априорная информация, которая позволит указать, какую именно характеристику следует применить на данном месторождении. Более того, возможно, что

для разных скважин в рамках одной задачи уместно будет использовать различные характеристики. Во-вторых, различные характеристики вытеснения, как правило, дают существенно различный прогноз, что подрывает доверие к методу в целом.

В ряде работ, посвященных CRM ([10, 42, 16]), особое внимание уделяется двум эмпирическим моделям, как наиболее перспективным в использовании совместно с CRM. Автором первой является Gentil P. H. [14], второй – Koval E. A. [23].

В основе модели Джентила (Gentil model) лежит следующая эмпирическая зависимость:

$$q_o(t) = \frac{1}{1 + aW(t)^b}, \quad (1.2.4)$$

где q_o – дебит нефти рассматриваемой добывающей скважины, $W(t) = \sum_i f_{ij} \cdot W_i(t)$ – накопленный объем воды (в пл. усл.), закачанный нагнетательными скважинами в некоторый контрольный объем, ассоциированный с рассматриваемой добывающей скважиной. Параметры a и b подбираются в процессе адаптации модели таким образом, чтобы обеспечить минимальные отличия модельной обводненности от фактической. Модель может применяться только для существенно обводненных скважин [9].

Модель Коваля (Koval model) была предложена в [23], она разрабатывалась для моделирования вытеснения нефти смешивающимися агентами с учетом неоднородности среды. Предполагая линейную зависимость ОФП от водонасыщенности, автор привел функцию Баклея к виду:

$$F_w = \frac{1}{1 + \frac{1}{K_{val}} \frac{(1-S_w)}{S_w}}, \quad (1.2.5)$$

где F_w – обводненность, S_w – водонасыщенность, а K_{val} – некий вспомогательный коэффициент, введенный автором в рассмо-

трение с целью учета влияния неоднородности, а также разницы вязкостей нефти и воды. Аналитическое решение уравнения Баклея – Леверетта, описывающее вытеснение нефти водой из некоторого образца, в этом случае принимает вид:

$$f_w = \begin{cases} 0, & t_D < \frac{1}{K_{val}}, \\ \frac{K_{val} - \sqrt{\frac{K_{val}}{t_D}}}{K_{val} - 1}, & \frac{1}{K_{val}} < t_D < K_{val}, \\ 1, & t_D > K_{val}, \end{cases} \quad (1.2.6)$$

где $t_D = WIT/V_p$ – так называемое «безразмерное время», равное отношению накопленной закачки к поровому объему образца, а f_w – обводненность потока на конце образца, противоположном тому, в который осуществляется закачка воды. При использовании модели Коваля совместно с CRM параметры K_{val} и V_p подбираются в процессе адаптации модели таким образом, чтобы обеспечить минимальные отличия модельной обводненности от фактической.

Достоинствами описанных эмпирических моделей, как и в случае BLBFFM, являются малое количество варьируемых параметров и возможность решать задачу разделения фаз уже после адаптации модели CRM по жидкости, что приводит к низкой вычислительной сложности.

Общий существенный недостаток для обеих рассмотренных эмпирических моделей: требуется знать накопленный поток между каждой парой «нагнетательная-добывающая». Приближенное вычисление этого параметра по формуле CRM обосновано только в том случае, если CRM-модель настраивается на всем периоде разработки месторождения. Но это имеет смысл, если весь период разработки не содержит никаких событий, которые могли бы существенно повлиять на характер течения флюидов, т.е. все скважины работали с самого начала разработки, не было никаких существенных ГТМ.

На практике такие требования являются слишком жесткими, но, с другой стороны, при невыполнении этих требований результаты моделирования заведомо не будут адекватными реальности. Другим недостатком является принципиальная невозможность моделирования немонотонной динамики обводненности.

Модель FeiCaо

Модель предложена в рамках диссертации Fei Caо в 2014 г. [9]. Существенным отличием этой модели от рассмотренных выше является то, что модель CRMP настраивается не заранее, а совместно с решением уравнения материального баланса, записанного отдельно для нефти. При этом в модель CRMP внесены изменения: параметры τ (величина, обратная коэффициенту падения добычи) и J (коэффициент продуктивности) становятся динамическими, так как зависят от текущей нефтенасыщенности.

По утверждению автора модели, ее преимуществом по сравнению с перечисленными выше подходами является лучшая прогнозная способность, а также возможность применения на любом этапе разработки.

Недостатком модели можно считать ее вычислительную сложность, так как число независимых параметров модели по сравнению с задачей CRMP возрастает приблизительно в 2 раза, а эффективный алгоритм для их определения не известен. На практике для определения этих параметров приходится использовать стохастические методы типа Монте-Карло и многократно решать прямую задачу.

1.3.2. АВТОРСКАЯ МУЛЬТИХАРАКТЕРИСТИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ ДИНАМИКИ ОБВОДНЕННОСТИ

Рассмотрим систему из одной добывающей и N_I нагнетательных скважин, каждая из которых влияет на добывающую. Предположим также, что уже решена задача адаптации модели CRMP, т.е. имеются коэффициенты τ , J , f_i . Далее рассмотрим некоторую область V в окрестности добывающей скважины с поровым объемом V_p , а также введем следующие величины и предположения:

- На каждом временном шаге t объем жидкости, втекающий в V_p под действием i -й нагнетательной скважины,

равен $Ll_i(t) = \sum_{k=1}^t f_{i,k} l_{i,k} e^{-\frac{(t-t_k)}{\tau}} \left(1 - e^{-\frac{\Delta t}{\tau}}\right)$, что соответствует модели CRM.

- Объемная доля нефти в притоке жидкости от i -й нагнетательной скважины определяется следующей функцио-

нальной зависимостью: $f_{o,i}(t) = f_{o,i}^0 \cdot e^{-\frac{\sum_{k=1}^t Ll_i(k)}{\tau_i}}$, где $f_{o,i}^0$ – объемная доля нефти на начало настроечного интервала модели, $\sum_{k=1}^t Ll_i(k)$ – накопленный объем жидкости, закачанный в V под воздействием i -й нагнетательной скважины за t шагов, а τ_i – величина, характеризующая скорость изменения $f_{o,i}(t)$ в зависимости от накопленного притока жидкости.

- Обводненность добычи рассматриваемой добывающей скважины определяется средней нефтенасыщенностью в области V и связана с ней через заданную функцию Баклея $B(S_w)$.
- Область V имеет проницаемые границы и постоянный поровый объем. Расход жидкости через границу области равен разности между жидкостью, поступающей в V от нагнетательных скважин, и жидкостью, отбираемой из V добывающей скважиной. Объемная доля воды в потоке через границу V равна обводненности добывающей скважины.
- Вода предполагается несжимаемой.

Исходя из этих предположений, запишем закон сохранения для воды:

$$V_p \cdot S_w(t) = V_p \cdot S_w(t-1) + \left(\sum_i^{NI} WI_i(t) - WP(t) + WI_{surf}(t) \right), \quad (1.2.7)$$

где $S_w(t)$ – средняя водонасыщенность в V , $WI_i(t)$ – объем воды, втекающий в V под действием i -й нагнетательной скважины, $WP(t)$ – объем воды, отобранный из V добывающей скважиной,

$WI_{surf}(t)$ – объем воды, втекающий в V через границу. Разделив обе части равенства (1.2.7) на V_p , и выразив входящие в него величины через величины, введенные выше, получим:

$$S_w(t) = S_w(t-1) + \frac{1}{V_p} \left(\sum_i^{NI} LI_i(t) - WP(t) + WI_{surf}(t) \right) - \sum_{i=1}^{NI} \frac{f_{o,i}^0}{V_p} LI_i(t) \cdot e^{-\frac{\sum_{k=1}^t LI_i(k)}{\tau_i}} \quad (1.2.8)$$

Формула (1.2.8) совместно с функцией Баклея задает модель обводненности. Действительно, при условии, что заданы значения V_p , $f_{o,i}^0$, τ_i и $S_w(0)$, она позволяет восстановить значение средней водонасыщенности в V на каждом временном шаге. В то же время функция Баклея позволяет для каждого временного шага по значениям водонасыщенности определить значение обводненности. Сформулируем оптимизационную задачу для определения неизвестных параметров модели обводненности. Для этого введем в рассмотрение целевую функцию:

$$F(V_p, f_{o,i}^0, \tau_i) = \sum_{t=1}^T (\tilde{S}_w(t) - S_w(t))^2 = \min, \quad (1.2.9)$$

где $\tilde{S}_w(t)$ – «фактические» значения средней водонасыщенности, пересчитанные через фактические значения обводненности, а $S_w(0)$ равно $\tilde{S}_w(0)$.

Для эффективного решения поставленной оптимизационной задачи (1.2.9) требуется ввести следующие вспомогательные переменные:

$$x_0 = \frac{1}{V_p}, \quad (1.2.10)$$

$$x_i = \frac{f_{o,ij}^0}{V_p}, \quad i = 1..NI$$

Выражение (1.2.8) линейно зависит от новых переменных, поэтому при фиксированных значениях τ_i выражение (1.2.9) представляет собой квадратичную форму. Заметим, что из (1.2.8) и (1.2.9) следует, что матрица Гессе этой квадратичной формы является неотрицательно определенной, но может обращаться в ноль. Это означает, что в общем случае задача является некорректной вследствие неединственности решения. Простым, интуитивно понятным примером задачи с неединственным решением может служить случай константных приемистостей и дебитов воды – очевидно, что коэффициенты при неизвестных в (1.2.8) при этом становятся пропорциональными, а строки матрицы Гессе – линейно зависимыми. Таким образом, необходимым условием для успешной адаптации модели является непостоянство указанных параметров. На практике проверка возможности использования модели сводится к оценке числа обусловленности матрицы Гессе.

Исходя из вышесказанного, представляется разумным следующий алгоритм решения оптимизационной задачи (1.2.9):

1. Некоторым случайным образом подбираем значения τ_i и фиксируем их.
2. Решаем задачу квадратичного программирования (1.2.9) относительно неизвестных x_i , $i = 0..NI$.
3. Оцениваем значение целевой функции. Если оно достаточно мало, то переходим к п. 4, в противном случае – к п. 1.
4. По значениям x_i восстанавливаем V_p , $f_{o_i}^0$ и рассчитываем значения обводненности для всех временных шагов.

Описанный алгоритм представляет собой метод Монте-Карло, в котором часть неизвестных параметров не варьируется случайным образом, а определяется единственным способом по значениям остальных, исходя из решения общей оптимизационной задачи. Возможна также модификация алгоритма, в которой вместо Монте-Карло используется метод имитации отжига или иной численный метод оптимизации относительно переменных τ_i . Авторами этот алгоритм был реализован в рамках разработки программного обеспечения «Ариадна», предназначенного для настройки CRM-моделей и их использования

на практике (более подробная информация представлена в главе 4). При этом использовался метод имитации отжига в п. 1 и метод перебора граней для решения задачи квадратичного программирования в п. 2. Ниже представлены результаты численных экспериментов с использованием этого алгоритма в рамках ПО «Ариадна».

Заметим, что выражение (1.2.8) можно использовать не только для восстановления динамики обводненности на интервале настройки модели, но и для прогноза дебита нефти. Действительно, если имеются планируемые значения приемистостей для всех нагнетательных скважин, то дебит жидкости может быть спрогнозирован с помощью модели CRMР, а зная его, при помощи выражения (1.2.8) можно пошагово вычислить обводненность на прогнозный период.

Так как в представленной модели для прогноза обводненности в добывающей скважине используется не одна характеристика вытеснения, а несколько (по числу влияющих нагнетательных), будем для краткости обозначать эту модель как «мультихарактеристическую» (МС-модель).

1.3.3. ЧИСЛЕННЫЕ ЭКСПЕРИМЕНТЫ С МУЛЬТИХАРАКТЕРИСТИЧЕСКОЙ МОДЕЛЬЮ ДИНАМИКИ ОБВОДНЕННОСТИ

Предложенная двухфазная CRM-модель и существующие модели были протестированы с использованием синтетической гидродинамической модели нефтяного пласта, разрабатываемого при помощи трех добывающих и трех нагнетательных скважин. Схема расстановки скважин и распределение поля нефтенасыщенности в начале периода адаптации представлено на рис. 9. Моделируемый объект разработки состоял из одного пласта. Распределение абсолютной проницаемости и пористости задавались однородными и составляли 100 мД и 0,18 д. ед. соответственно. Размеры пласта составляли 2500 x 2500 x 5 м, размер ячеек 50 x 50 x 5 м. Функции относительных фазовых проницаемостей представлены на рис. 10. Вязкость воды и нефти составляли 1 сПз и 2 сПз соответственно.

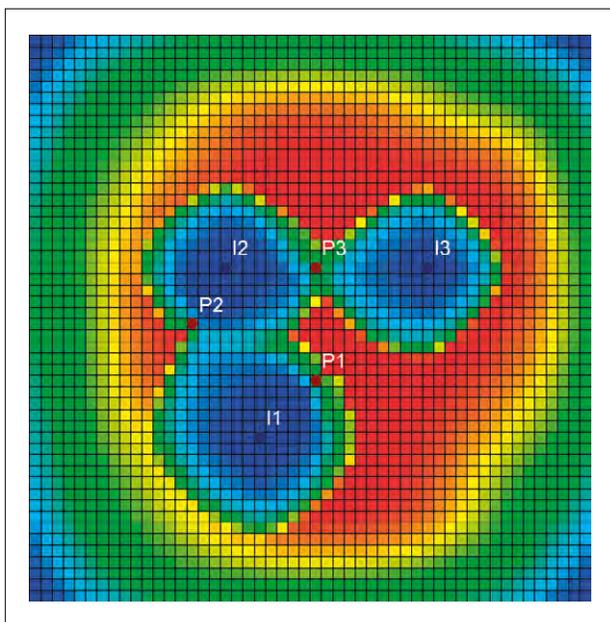


Рис. 9. Расположение скважин и распределение поля нефтенасыщенности на начало периода адаптации

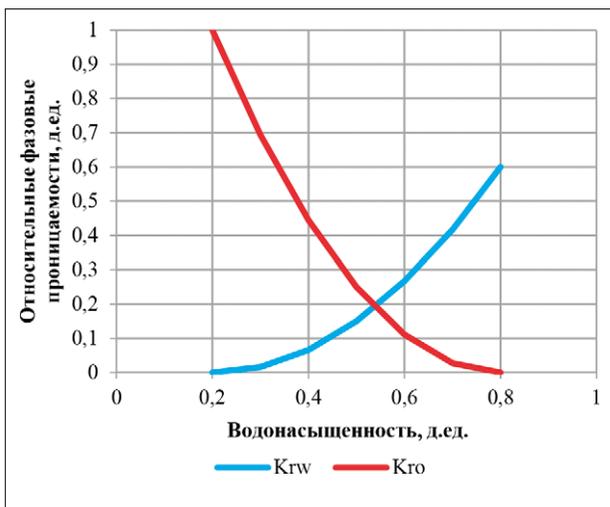


Рис. 10. Относительные фазовые проницаемости по воде (K_{rw}) и нефти (K_{ro}), использованные в синтетической модели

Из рис. 9 видно, что скважины Р2 и Р3 находятся в промытой зоне, вследствие чего обводненность на этих скважинах монотонно возрастает. В окрестности скважины Р1 со стороны нагнетательной скважины И1 расположена промытая зона, со стороны нагнетательной скважины И3 – область с достаточно высокой нефтенасыщенностью. Повышение приемистости на скважине И3 приводит к увеличению нефтенасыщенности в окрестности скважины Р1, что сказывается на динамике обводненности этой скважины. На рис. 11 представлена динамика дебита жидкости и обводненности для скважины Р1 и динамика приемистости для скважины И3. Из графика видно, что при росте приемистости на скважине И3 происходит падение обводненности на скважине Р1.

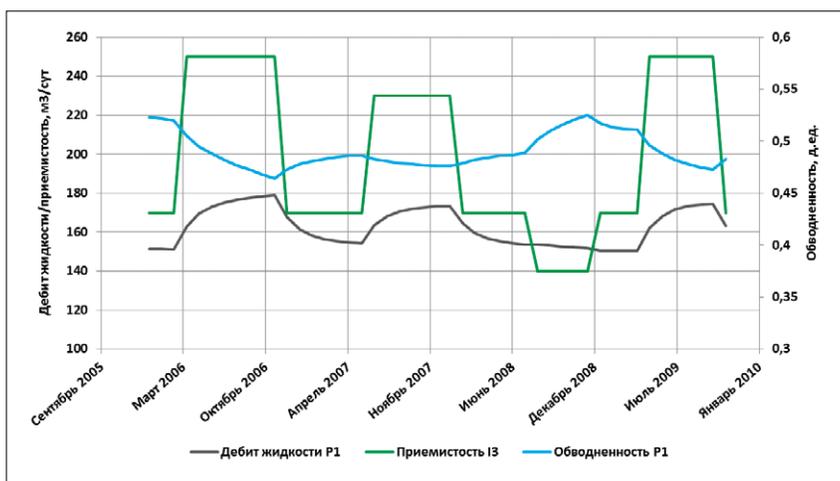


Рис. 11. Динамика показателей работы добывающей скважины Р1 и нагнетательной скважины И3

На рис. 12 представлено сопоставление фактической динамики обводненности скважины Р1 с обводненностью, полученной в результате настройки «мультихарактеристической» модели (МС) и настройки моделей BLBFFM, Koval и Gentil.

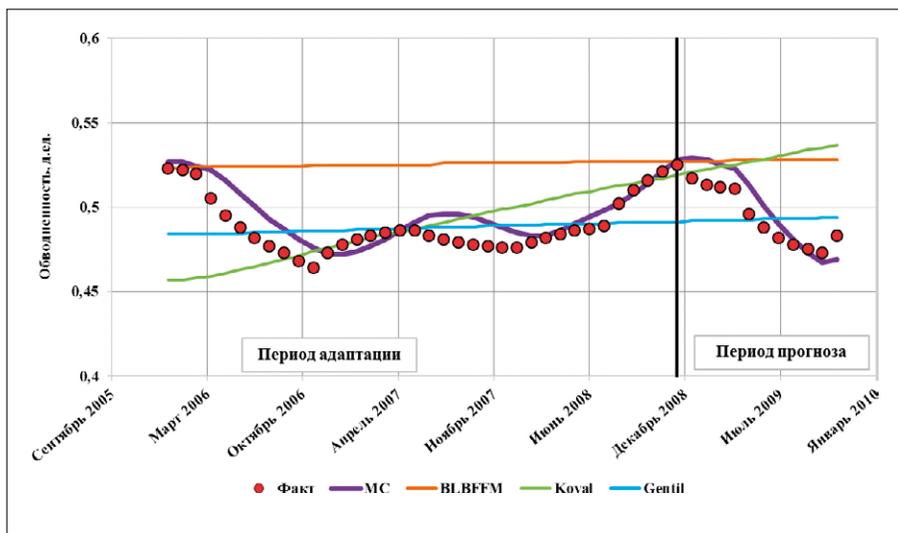


Рис. 12. Фактическая динамика обводненности и динамика обводненности на основе различных двухфазных моделей CRM

Из графика видно, что модели на основе характеристик вытеснения не способны воспроизвести случаи снижения обводненности и настраиваются либо на некое постоянное значение (модели BLBFFM и Gentil), либо на монотонный рост обводненности (модель Koval). Предложенная МС-модель с высокой точность повторила фактическую динамику обводненности как на периоде адаптации, так и на периоде прогноза. Однако предложенная модель менее чувствительна к снижению приемистости нагнетательных скважин, нежели к росту приемистости. На рис. 13 представлена настройка модели обводненности МС-модели для скважины P2. Из рисунка видно, что при снижении приемистости наблюдается небольшое падение обводненности, что не удастся воспроизвести с использованием предложенной модели.

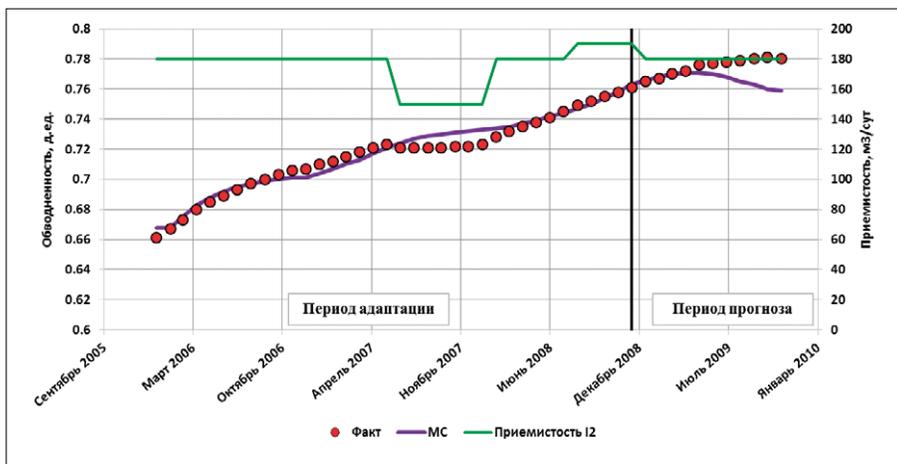


Рис. 13. Сопоставление фактической и модельной динамики обводненности скважины P2 и приемистости нагнетательной скважины I2

На рис. 14 представлена средняя невязка по обводненности за прогнозный период отдельно по всем добывающим скважинам для рассмотренных двухфазных моделей. Из гистограммы видно, что предложенная авторская модель (МС) позволяет с большей точностью выполнить прогноз динамики обводненности.

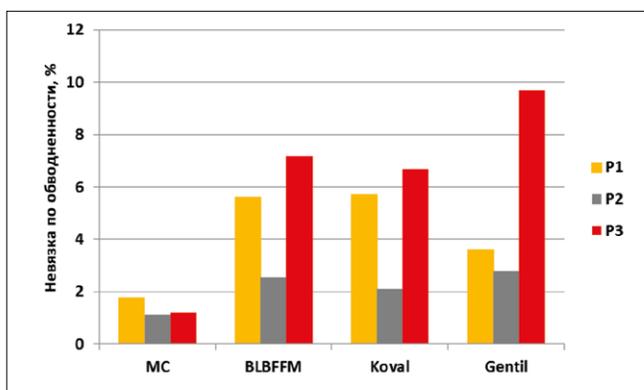


Рис. 14. Невязка по обводненности для всех добывающих скважин при использовании различных двухфазных моделей CRM

Использование характеристик вытеснения и простых эмпирических моделей совместно с CRM-моделями для прогнозирования обводненности (а следовательно, и дебитов нефти) в скважинах принципиально возможно, однако позволяет предсказать лишь основные тенденции динамики обводненности и не отражает качественные изменения в динамике этого показателя, связанные с изменениями приемистостей нагнетательных скважин. В то же время для задач прогноза принципиальным является ответ на вопрос, как будет меняться обводненность при различных стратегиях заводнения. В отличие от традиционных подходов, предлагаемый метод моделирования обводненности (МС) способен на качественном уровне повторять динамику обводненности при изменениях режимов работы нагнетательных скважин. При этом численные эксперименты показывают, что рассмотренный метод хорошо отражает изменения, связанные с увеличением приемистости на отдельных скважинах, но менее чувствителен к снижению приемистости. Устранение этого недостатка представляется перспективным направлением для дальнейших исследований в этой области.

2. ИССЛЕДОВАНИЕ ВОЗМОЖНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ МОДЕЛИ CRM ДЛЯ ОЦЕНКИ ВЗАИМОВЛИЯНИЯ СКВАЖИН И ЕЕ ПРОГНОСТИЧЕСКОЙ СПОСОБНОСТИ

2.1. ОБЗОР МАТЕМАТИЧЕСКИХ МЕТОДОВ ОЦЕНКИ ВЗАИМОВЛИЯНИЯ СКВАЖИН

При разработке месторождений углеводородов в той или иной степени может проявляться взаимодействие (взаимовлияние) скважин. При использовании поддержания пластового давления взаимодействие, как правило, рассматривается между добывающими и нагнетательными скважинами, а его адекватное понимание, очевидно, имеет принципиально важное значение для увеличения эффективности разработки месторождений с позиции регулирования закачки. Это связано как с влиянием закачки на энергетику пластовой системы, так и с ее влиянием на выработку запасов нефти и на обводнение скважин.

Согласно [55], для установления взаимовлияния между скважинами имеются технологические и аналитические варианты решений. К технологическим вариантам авторы [55] относят закачку трассеров, гидропрослушивание, а к аналитическим – различные математические методы (оценка динамики работы скважин, моделирование фильтрационных потоков, метод парной корреляции). В других работах по изучению интерференции скважин нередко под аналитическими методами понимают методы, в которых используются некоторые аналитические зависимости. При этом как альтернативу

аналитическим методам выделяют статистические методы (обработка динамик промысловых данных) и численные методы, основанные на гидродинамическом моделировании разного уровня сложности. Далее будем придерживаться именно такой трактовки.

Оценка взаимовлияния добывающих и нагнетательных скважин выражается в величинах, которые принято называть коэффициентами взаимовлияния или коэффициентами связности. Понятие «коэффициент взаимовлияния» (а также «коэффициент самовлияния») встречается, например, в книге Меровова М. В., Литвака Б. В. [76] применительно к многосвязным объектам вообще и применительно к многоскважинной пластовой системе в частности. В цитируемой работе такие коэффициенты возникают при рассмотрении линейных уравнений, связывающих некоторые входные и выходные величины. Для многосвязных объектов записываются системы уравнений, которые могут быть записаны в матричной форме. Таким образом, возникает «матрица влияния», причем, если поменять местами входные и выходные величины (или, другими словами, изменить направление передачи сигнала), появляется новая матрица влияния, обратная к ранее упомянутой. Для многоскважинной пластовой системы уравнения связи могут быть записаны относительно дебитов и депрессий. Если в качестве входных сигналов считать депрессии, то соответствующая матрица называется «матрицей коэффициентов взаимовлияния скважин по давлению», обратная ей матрица называется «матрицей коэффициентов взаимовлияния скважин по дебиту». В случае матрицы коэффициентов взаимовлияния по дебиту суть этих коэффициентов – коэффициенты продуктивности, поэтому иногда вместо термина «матрица взаимовлияния» используют термин «матрица взаимной продуктивности». Очевидно, что поскольку коэффициенты матрицы взаимной продуктивности могут существенно отличаться между собой, это является следствием неоднородности пласта, причем не только по коллекторским свойствам, но и по насыщению. Поскольку строение и насыщение пласта влияют на формирование

фильтрационных потоков, то это имеет прямое отражение на влияние скважин друг на друга, следовательно, по значениям коэффициентов взаимной продуктивности можно оценить и взаимовлияние скважин.

Геометрический подход. Простейшим аналитическим методом оценки взаимовлияния скважин является так называемый «геометрический подход», при котором предметом анализа являются элементы заводнения, а коэффициенты взаимовлияния рассчитываются по карте расположения скважин как доля угла между прямыми, исходящими из точки – нагнетательной скважины, например, к серединам сторон элемента заводнения, вершинами которого являются добывающие скважины (рис. 15). В более сложных вариантах геометрического подхода коэффициенты взаимовлияния вычисляются с учетом разницы давления на нагнетательной и добывающей скважинах, накопленной добычи жидкости, эффективных толщин, расстояний между скважинами. Применение этих методов, очевидно, может приводить к самым разным оценкам взаимовлияния, поэтому их применение оправдано, если отсутствует возможность для применения более состоятельных математических методов оценки взаимовлияния скважин.

Среди вариаций «геометрического подхода» самым простым способом оценки взаимовлияния скважин является геометрический метод, при котором на площади месторождения выделяются элементы заводнения, а коэффициенты взаимовлияния рассчитываются как доля угла между прямыми, исходящими из точки расположения нагнетательной скважины. Также этот способ используют для расчета компенсации по элементам заводнения. Существует три подхода расчета коэффициентов влияния нагнетательных скважин на добывающие скважины (рис. 15). Первый подход – с учетом взаимного расположения скважин (2.1.1). Второй подход – с учетом взаимного расположения и разницы забойного давления между парами «добывающая – нагнетательная скважина» (2.1.2). Третий подход – с учетом взаимного расположения и накопленной добычи жидкости на добывающих скважинах (2.1.3).

$$\alpha_i = \frac{\varphi_i}{360^\circ} \quad (2.1.1)$$

$$\alpha_i = \frac{\left[\frac{\varphi_i}{360^\circ} (P_{\text{нар}} - P_{\text{доб}}) \right]}{\ln \left(\frac{Lh_{\text{д}}}{r_c h_{\text{н}}} \right)} \Bigg/ \sum \left[\frac{\varphi_i}{360^\circ} (P_{\text{нар}} - P_{\text{доб}}) \right]}{\ln \left(\frac{Lh_{\text{д}}}{r_c h_{\text{н}}} \right)} \quad (2.1.2)$$

$$\alpha_i = \frac{\left[\frac{\varphi_i}{360^\circ} \frac{Q_i}{\sum Q_i} \right]}{\ln \left(\frac{Lh_{\text{д}}}{r_c h_{\text{н}}} \right)} \Bigg/ \sum \left[\frac{\varphi_i}{360^\circ} \frac{Q_i}{\sum Q_i} \right]}{\ln \left(\frac{Lh_{\text{д}}}{r_c h_{\text{н}}} \right)} \quad (2.1.3)$$

Минимальным набором входных данных являются координаты скважин, на их основе вычисляются углы влияния, пример на рис. 15.

Для модели (2.1.2) и (2.1.3) необходимо наличие показателей забойного давления на скважинах и накопленной добычи жидкости соответственно.

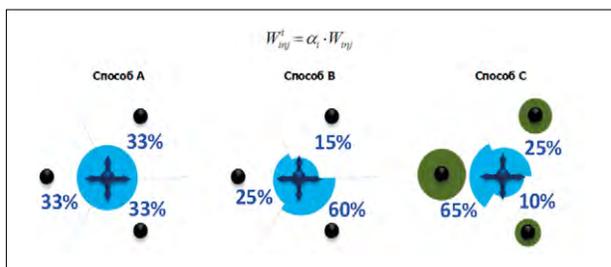


Рис. 15. Пример использования геометрических моделей для оценки коэффициента влияния нагнетательной скважины (способ А – формула В1, способ В – формула В2, способ С – формула В3)

Недостатками геометрических моделей являются:

1. Нефизичность моделей. В модели не учитывается материальный баланс.
2. Отсутствие возможности прогнозирования динамики дебита жидкости и нефти, поскольку в модели заложено только вычисление коэффициентов взаимовлияния.
3. Отсутствует возможность решения оптимизационной задачи для подбора оптимальных режимов работы нагнетательных скважин, поскольку отсутствует формула, выражающая дебит жидкости в зависимости от преимуществ влияющих скважин. Решение оптимизационной задачи подразумевает перераспределение закачки с целью увеличения добычи нефти.

Статистические методы. Подходы, связанные со статистическим анализом данных – временных рядов (динамик технологических показателей), так же как и геометрические подходы, могут быть разного уровня сложности. Наиболее простым методом является ранговая корреляция Спирмена. Поскольку в реальных пластовых системах фиксируемая на добывающих скважинах реакция на возмущение от нагнетательных скважин происходит с некоторой временной задержкой, применение этого метода требует смещения во времени сопоставляемых промысловых данных по добыче и по закачке. Это может вносить определенную погрешность в конечный результат.

В работе [55] рассматривается метод статистического анализа данных для оценки взаимовлияния скважин, основанный на применении спектрального (частотного) анализа. Суть метода заключается в том, что проводится корреляционный анализ входного (динамика закачки жидкости) и выходного (динамика обводненности) сигналов не во временной, а в частотной области (используя дискретное преобразование Фурье) по теории обработки цифровых сигналов. Выбор обводненности в качестве выходного сигнала обусловлен тем, что этот показатель более чувствителен к изменению закачки, нежели дебит жидкости. По мнению авторов работы, в качестве колебательного процесса целесообразно рассматривать не исходную информацию, а ее приращение во времени, а для эффективного использования такого метода объект должен находиться на поздней стадии разработки в режиме активного заводнения.

В работах [64, 84] приводятся примеры, иллюстрирующие сравнение использования метода Спирмена и метода частотного анализа. Полученные коэффициенты взаимодействия скважин по этим методам могут иметь не только существенно различные значения, но и не одинаковые тенденции. По мнению Васильева Д. М., «наиболее предпочтительным к использованию является метод частотного анализа», что связано с отсутствием субъективизма, свойственного методу Спирмена, и применением исключительно вычислительных процессов, причем без участия человека [64].

Статистический анализ данных включает в себя корреляционный анализ временных рядов или метод ранговой корреляции Спирмена [64]. Для расчета коэффициента корреляции анализируется временной ряд приемистости для нагнетательных скважин и временной ряд дебита жидкости или обводненности на реагирующих добывающих скважинах. Алгоритм вычисления ранговой корреляции следующий:

- Ранжирование временных рядов по возрастанию.
- Определение разности рангов каждой пары.
- Вычисление коэффициента по формуле (2.1.4).

$$p = 1 - 6 \frac{\sum d^2}{n(n^2 - 1)}, \quad (2.1.4)$$

где d – это разность рангов, n – количество признаков, участвовавших в ранжировании.

Входными данными являются:

1. Динамика приемистости.
2. Динамика дебита жидкости.
3. Динамика обводненности по скважинам.

Недостатками модели являются:

1. Нефизичность моделей. В модели не учитывается материальный баланс.
2. Отсутствие возможности прогнозирования динамики дебита жидкости и нефти, поскольку в модели заложено только вычисление коэффициентов корреляции между показателями работы добывающих и нагнетательных скважин.
3. Отсутствие возможности решения оптимизационной задачи для подбора оптимальных режимов работы нагнетательных скважин, поскольку отсутствует формула, выражающая дебит жидкости в зависимости от приемистостей влияющих скважин.
4. Отсутствие численного коэффициента взаимовлияния. Оценка взаимовлияния проводится только на качественном уровне (сильная/средняя/слабая связь между скважинами).

INSIM модель. Модель представляет собой сеть трубок тока, связывающих пары скважин [17]. Каждая трубка тока характеризуется проводимостью и поровым объемом (рис. 16).

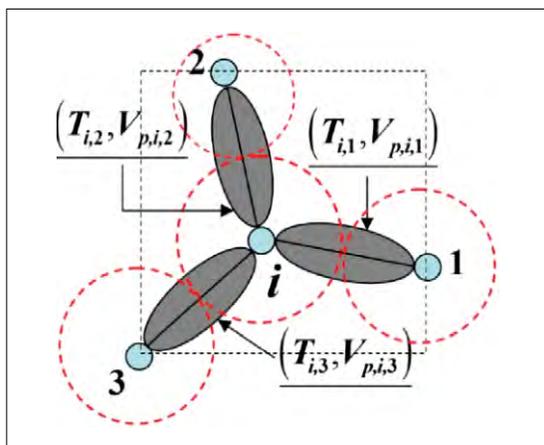


Рис. 16. Схематичное отображение модели сети поровых каналов в модели INSIM

На каждый временной шаг записывается уравнение материального баланса:

$$\sum_{j=1}^{n_w} T_{ij}(t) (p_j(t) - p_i(t)) + q_i(t) = c_{t,i}(t) V_{p,i}(t) \frac{dp_i(t)}{dt}, \quad (2.1.5)$$

где T_{ij} – проводимость порового канала, $p_j(t)$ – давление в j -й скважине, $q_i(t)$ – дебит i -й скважины, $c_{t,i}(t)$ – общая сжимаемость в поровом объеме, $V_{p,i}(t)$ – поровый объем межскважинного канала.

С учетом дискретизации:

$$p_i^n - p_i^{n-1} = \frac{\Delta t_n}{c_{t,i}^n V_{p,i}^n} \left(- \left(\sum_{j=1}^{n_w} T_{ij}^n \right) p_i^n + \sum_{j=1}^{n_w} (T_{ij}^n p_j^n) + q_i^n \right) \quad (2.1.6)$$

Проводимость трубки тока включает в себя следующие параметры:

$$T_{ij}^{n-1} = \frac{\alpha k_{ij} A_{ij} \lambda_{t,ij}^{n-1}}{L_{ij}}, \quad (2.1.7)$$

где α – переводной коэффициент, k_{ij} – проницаемость канала, A_{ij} – площадь сечения канала, $\lambda_{t,ij}^{n-1}$ – общая подвижность флюидов, определяется на основе относительных фазовых проницаемостей, L_{ij} – расстояние между скважинами.

Проводимость зависит от суммарной подвижности фаз, которая вычисляется на каждый временной шаг и зависит от средней насыщенности вдоль трубки тока. Насыщенность определяется исходя из теории Баклея – Леверетта.

Входные данные в модели:

1. Динамика забойного давления для всех скважин.
2. Динамика дебита жидкости.
3. Динамика дебита нефти.
4. Динамика обводненности.
5. Динамика приемистости.
6. Координаты скважин.
7. Начальное распределение насыщенности.
8. Начальное распределение пластового давления.

Преимущества модели:

1. Учет материального баланса.
2. Учет двухфазной фильтрации.

Недостатки модели:

1. Для корректного решения требуется знание значений пластового давления в окрестности как добывающих, так и нагнетательных скважин.
2. Неоднозначность решения, связанная с необходимостью выбора триангуляционной сети. Решения, получаемые на различных сетях, могут качественно различаться: добавление нового ребра в сеть приводит к возникновению еще одного потока, которого ранее не было.
3. Для построения прогноза необходима динамика пластовых давлений на будущий период.
4. Модель не позволяет корректно вычислить коэффициенты влияния между скважинами. В [17] предлагается

в качестве таких коэффициентов использовать отношение расхода жидкости в направлении конкретного ребра к суммарному расходу по всем ребрам (с учетом знака). Очевидные недостатки этого подхода следующие:

- Коэффициенты становятся динамическими и могут существенно меняться от шага к шагу.
- Коэффициенты в сумме по нагнетательной скважине по определению равны единице. Закачка любой нагнетательной скважины согласно такой модели будет производительной.
- Коэффициенты влияния зависят от выбора триангуляционной сетки.
- Коэффициенты принимают ненулевые значения только для добывающих скважин, имеющих общее ребро с нагнетательной. Таким образом, не отражается влияние на добывающие скважины «через ряд», хотя такое влияние в модели INSIM возможно, что дополнительно акцентируется в [17].

5. Не ясен вопрос применимости метода на практически значимых объемах данных, в частности из-за отсутствия информации о необходимых временных затратах на адаптацию. На задачах с малым числом скважин (порядка 10) адаптация параметров модели может осуществляться простым перебором. При практически значимых объемах информации требуется применение методов нелинейной оптимизации с ограничениями, заданными в виде равенств и неравенств. Применение стохастических методов представляется нецелесообразным ввиду большого числа зависящих друг от друга параметров. Вопрос единственности решения оптимизационной задачи в публикациях не раскрыт, поэтому применение градиентных методов оправдано только при условии многократных стартов из большого числа различных начальных точек. В [24] упоминается, что хорошо известный метод нелинейной оптимизации, метод внутренней точки, перестает сходиться при числе параметров в несколько сотен (что соот-

ветствует примерно 100 скважинам). Авторы предлагают другой метод (ES-MDA), однако признают, что он не обеспечивает выполнение наложенных ограничений. В итоге ими предлагается после каждой итерации метода возвращать параметры в физически значимые пределы, что, однако, может приводить к закликиванию алгоритма. Скорость работы такого алгоритма в публикации не раскрывается.

6. Не ясен вопрос возможности учета фактических ГТМ в процессе адаптации модели. После проведенных ГТМ параметры модели в окрестности соответствующих скважин должны меняться. В то же время, нельзя ограничиться адаптацией модели только на последних годах истории – для моделирования изменения средней насыщенности необходимо выбирать период адаптации с начала разработки месторождения, когда известна начальная насыщенность. Однако на настоящий момент данный вопрос совершенно не упоминается в публикациях, апробированная методика учета фактических ГТМ отсутствует.

В заключение требуется отметить, что рассматриваемый метод является относительно новым (первые публикации относятся к 2015 г.) и требует дополнительных исследований и апробации.

MPI-модели (МВП-модели). Это семейство подходов в западной литературе принято обозначать как MPI (Multiwell Productivity Index), а в отечественной – МВП (матрица взаимной продуктивности). Юдиным Е. В. [100], на основе полученного аналитического решения задачи о поле давления в многоскважинной системе («аналитическая многоскважинная модель»), рассматривается его применение для анализа взаимовлияния скважин. Отметим, что данное решение получено при допущении о постоянстве коэффициента подвижности жидкости и неоднородности поля kh , причем эта неоднородность приписывается только к зонам, ассоциируемым с каждой конкретной скважиной. В итоге, решение можно представить в матричной

форме типа вектор дебитов по всем скважинам есть произведение матрицы коэффициентов (связана со свойствами пласта) на вектор давлений для этих скважин. Задача определения коэффициентов взаимовлияния скважин сводится к определению недиагональных элементов матрицы, отражающих неоднородность пласта – чем большее значение имеет недиагональный элемент, тем более сильное влияние оказывают друг на друга скважины, относящиеся к данному элементу. В диссертации автор приводит два примера с реальными скважинами, результаты применения разработанного метода согласуются с промышленной информацией по бурению вторых стволов.

Соколовым С. В. [89] разработан метод оценки взаимовлияния скважин, основанный на решении обратной задачи с использованием блочной прокси-модели, в которой анализируемая группа скважин рассматривается на горизонтальной плоскости, а расположение скважин формирует блоки – ячейки Вороного. Количество таких блоков равно количеству скважин, а конфигурация блоков задает и конфигурацию возможных перетоков жидкости между скважинами. Для каждого блока записывается уравнение баланса потоков, учитывающее дебит/приемистость скважин и перетоки между гранями смежных блоков, а также переток через границу блока. Результатом решения обратной задачи является идентификация поля гидропроводности и расчет перетоков через грани блоков, что в конечном итоге позволяет рассчитать не только коэффициенты взаимовлияния между добывающими и нагнетательными скважинами, но и коэффициенты взаимовлияния между скважинами одного назначения.

Соколовым С. В. [89] также развивается идея «матриц взаимовлияния». Размерность матрицы $n \times n$, где n – количество скважин. Указывается, что в математическом плане построение матрицы взаимовлияния скважин сводится к частичному обращению матрицы коэффициентов системы линейных уравнений, описывающих двумерную стационарную фильтрацию. Используется разбиение области моделирования на расчетную сетку, в ячейках сетки задаются фильтрационно-емкостные свойства. Оригинальной стороной данного подхода является предложение

автора при решении задач линейного программирования в качестве переменных использовать не дебиты скважин, а забойные давления. Это позволяет распространить данный метод оптимизации на залежи, разрабатываемые системами и добывающих, и нагнетательных скважин. Сопоставляя диагональные и недиагональные элементы матрицы, автор показывает, что изменение дебита жидкости более выгодно производить не за счет изменения объемов закачки, а за счет изменения забойного давления на добывающей скважине.

Другой вариант матрицы взаимовлияния рассматривается в статье [50] как результат аналитического решения задачи о псевдоустановившейся фильтрации однофазной жидкости в однородном изотропном пласте постоянной мощности. Коэффициенты взаимовлияния представляют собой «функции влияния» как безразмерный перепад давления и зависят только от расположения скважин. Указывается, что обращение суммы «матрицы взаимовлияния» с матрицей скин-факторов дает «многоскважинный индекс продуктивности» (в английской терминологии – MPI) или, по-другому, матрицу взаимной продуктивности, которая по сути своей аналогична безразмерному коэффициенту продуктивности для единичной скважины. Показано что, вектор дебита жидкости по всем скважинам может быть представлен как произведение МВП на вектор депрессий по каждой скважине. При этом недиагональные элементы матрицы характеризуют влияние скважин друг на друга, а диагональные элементы представляют собой коэффициенты продуктивности скважин. В статье [90] разделяется МВП по давлению и МВП по дебиту жидкости. В модели рассматривается средний дебит жидкости за месяц. Если рассматривать МВП по давлению, то ее физический смысл заключается в следующем: на какую величину изменится давление на каждой скважине при вариации дебита жидкости данной скважины на единицу.

Входные данные модели:

1. Дебиты жидкости.
2. Забойное давление.
3. Координаты скважин.

Преимущества:

1. Основным преимуществом МВП является возможность оценки влияния не только нагнетательных скважин на добывающие скважины, но и влияния добывающих на добывающие скважины и влияние нагнетательных на нагнетательные скважины.
2. На основе матрицы взаимной продуктивности можно проводить анализ влияния изменения дебита жидкости или забойного давления на наблюдаемой скважине на изменения забойного давления или дебита жидкости окружающих скважин.

Недостатки модели:

1. Отсутствует возможность решения оптимизационной задачи по улучшению системы заводнения. Отсутствует возможность решения оптимизационной задачи для подбора оптимальных режимов работы нагнетательных скважин, поскольку отсутствует формула, выражающая дебит жидкости в зависимости от приемистостей влияющих скважин.
2. Отсутствует возможность прогнозирования динамики добычи жидкости, поскольку матрица взаимной продуктивности позволяет только проводить оценки изменения дебита жидкости или забойного давления при изменении забойного давления или дебита жидкости соответственно на окружающих скважинах на один временной шаг.

Мультискважинная деконволюция. Модель основана на математической операции деконволюции (свертки). Подробное описание представлено в [49]. Особенностью модели является построение переходной характеристики, которая представляет собой реакцию забойного давления на изменение дебита жидкости. При этом выделяется два вида переходных характеристик: отклик забойного давления скважины на ее дебит жидкости в отсутствие других скважин и отклик забойного давления скважины на дебит жидкости соседней скважины в отсутствие других скважин.

$$p_n(t) = p_{i,n} + \sum_{k=1}^N \sum_{\alpha=1}^{N_k} (q_k^{(\alpha)} - q_k^{(\alpha-1)}) p_{nk}^u(t - t_{\alpha k}), \quad (2.1.8)$$

где $p_n(t)$ – забойное давление на n -й скважине в момент времени t , $p_{i,n}$ – начальное пластовое давление на n -й скважине, $q_k^{(\alpha)}$ – дебит жидкости окружающей скважины, $p_{nk}^u(t)$ – переходная характеристика между n -й и k -й скважинами, N – число скважин в модели, N_k – число переходных процессов в скважине.

В результате формируется функционал для дальнейшей минимизации.

$$\begin{aligned} E \left(\{p_{i,n}, p_{nk}^u(\tau), q_n^{(\alpha)}\}_{n=1..N} \right) = \\ = \sum_{n=1}^N \left(p_{i,n} + \sum_{k=1}^N \sum_{\alpha=1}^{N_k} (q_k^{(\alpha)} - q_k^{(\alpha-1)}) p_{nk}^u(t - t_{\alpha k}) - p_n(t) \right)^2 + \\ + w_c \sum_{n=1}^N \sum_{k=1}^{N_k} \text{Curv}(p_{nk}^u(\tau)) + w_q \sum_{k=1}^N \sum_{\alpha=1}^{N_k} (q_k^{(\alpha)} - \widetilde{q}_k^{(\alpha)})^2, \end{aligned} \quad (2.1.9)$$

где

$$\sum_{n=1}^N \left(p_{i,n} + \sum_{k=1}^N \sum_{\alpha=1}^{N_k} (q_k^{(\alpha)} - q_k^{(\alpha-1)}) p_{nk}^u(t - t_{\alpha k}) - p_n(t) \right)^2 -$$

отвечает за минимизацию расхождений между моделью и историческими

данными о давлении, $w_c \sum_{n=1}^N \sum_{k=1}^{N_k} \text{Curv}(p_{nk}^u(\tau))$ –

отвечает за минимизацию кривизны переходной характеристики,

$w_q \sum_{k=1}^N \sum_{\alpha=1}^{N_k} (q_k^{(\alpha)} - \widetilde{q}_k^{(\alpha)})^2$ – отвечает за минимизацию расхождений

между данными модели и историческими данными о расходах (поскольку исторические данные о расходах не точны во временном масштабе замеров давления).

Результатом модели является матрица переходных характеристик, на основе которой оценивается степень связанности между скважинами, проницаемость в окрестности скважины и между парами скважин. Существенным недостатком модели является сложность интерпретации переходных характеристик и невозможность прогнозирования динамики добычи жидкости и нефти.

Стохастико-аналитическая модель. Пуртовой И.П., Поспеловой Т. А. и Стрекаловым А.В. [81, 85] задача оценки взаимовлияния скважин рассматривается как задача определения проницаемости вдоль «зон (линий) взаимодействия» нагнетательной скважины с добывающими скважинами. В основе метода лежит так называемая «стохастико-аналитическая модель», которая представляет собой целевую функцию с квадратичной невязкой по давлению, причем расчетное давление находится по оригинальной аналитической формуле, учитывающей изменение дебитов и приемистостей с течением времени. Авторы отмечают такой факт, что точность разработанной модели будет выше, «если приемистость нагнетательных скважин будет периодически изменяться вследствие работы наземной части системы ППД». Это означает, что на нагнетательных скважинах необходимо по возможности формировать специальное возмущение, отклик от которого можно «отыскать» на промысловых данных по добывающим скважинам.

Метод линий тока. Наиболее удобным инструментом для оценки взаимовлияния скважин является использование метода линий тока. Это связано с тем, что линии тока позволяют не только рассчитать коэффициенты взаимовлияния скважин, но и визуализировать направление фильтрационных потоков (рис. 17). Заметим, что этот метод линий тока можно рассматривать как метод математического моделирования разработки, альтернативный 3D ГДМ, так и как постпроцессинговую процедуру обработки данных работы с ГДМ. В обоих случаях применение метода линий тока имеет один большой недостаток – поскольку лежащие в его основе модели, как правило, являются детерминированными и так или иначе связанными с необходимостью

использовать представления с позиции геологии о строении и геометрии пластов. Отметим, что использование стохастического подхода на этапе геологического моделирования лишь отчасти решает проблему неопределенности моделирования.

Искусственные нейронные сети. В статье [34] отмечается, что для определения межскважинного взаимодействия наиболее широко используется ГДМ, но сделать надежные выводы с таким подходом затруднительно по разным причинам (точность исходных данных, временная ресурсоемкость и проч.).

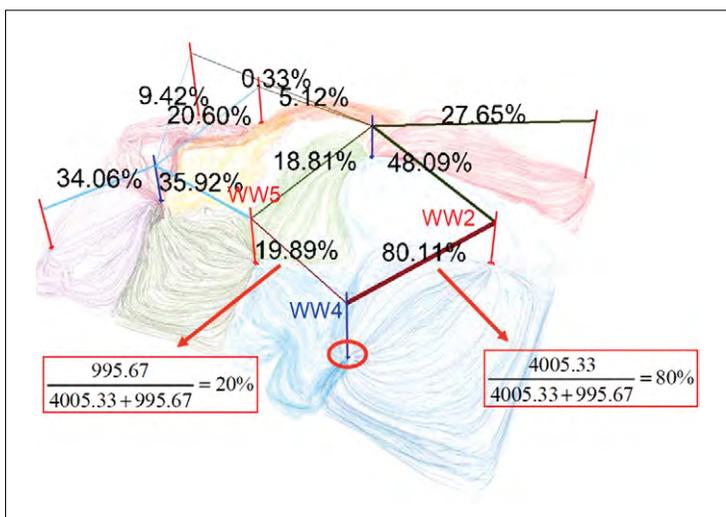


Рис. 17. Пример применения метода линий тока для оценки взаимовлияния скважин

В этой связи авторы предлагают использовать искусственные нейронные сети, причем категорично заявляют, что нейронные сети дают более реалистичную картину взаимодействия между скважинами, чем другие существующие методы. Применение нейронных сетей для оценки взаимовлияния скважин развивается как за рубежом, так и в России. Например, в работе [82] предлагается формализованный подход к управлению заводнением, использующий результаты

прокси-моделирования (на основе искусственных нейронных сетей) в единой схеме геолого-промыслового анализа и принятия решений. Интересно, что авторы работы [82] отмечают, что «...с начала 1990-х гг. искусственные нейронные сети переживают настоящий бум, становятся ядром бизнес-процесса...». Однако не стоит забывать, что использование нейронных сетей для оценки взаимовлияния скважин не только требует длительных временных интервалов для их обучения, но и затруднительно исходя из самой процедуры построения нейронной сети, в частности выбора ее конфигурации под конкретную задачу.

Нейронные сети дают возможность получения результатов путем анализа только исходных временных промысловых данных, т.е., в отличие от ГДМ не требуют понимания строения межскважинного пространства, свойств флюидов и т.д. В этой связи теряется «физичность» таких моделей, а сама модель, построенная по методу искусственной нейронной сети, является, по сути, сложной аппроксимацией исходных данных. В этом смысле более состоятельными являются подходы, по сути, также аппроксимирующие связи между входными и выходными данными, но при этом имеющие какую-то «физическую сущность», пусть и в весьма упрощенной формулировке. Таким подходом, например, является модель CRMP.

Авторы работы [10] используют НС для прогнозирования дебита добывающих скважин. На основе входных данных (геологические параметры (толщина пласта, средняя пористость, средняя глинистость, плотность), данные по дебиту, давлению и координаты скважин) рассчитывается прогноз дебита на существующих скважинах и для новых скважин на основе работы близлежащих скважин, которые были пробурены в аналогичных геологических условиях. На обучение системы выделялось 80% входных данных, количество слоев и нейронов подбиралось опытным путем. Авторы пишут, что НС не могут на данный момент заменить методы численного моделирования, их необходимо использовать в связке.

Для решения задачи прогнозирования добычи нетрадиционных ресурсов (unconventional resources) в работе [54] предлагается

метод долгой кратковременной памяти (LSTM – Long Short Term Memory), разработанный в 1997 г. [43] на основе рекуррентной нейронной сети – ИНС, формирующей прогнозы, исходя из исторических данных.

В качестве входных данных авторы использовали только динамические данные скважин: буферное давление и дебит скважин. Модель не учитывает геологическое строение месторождения, свойства пласта и флюидов, поэтому необходима обширная обучающая выборка (база на основе исторических данных по буферному давлению и дебиту скважин), охватывающую весь объект месторождения, на котором находятся рассматриваемые скважины. Для тестирования модели была создана база данных скважин, с периодом работы не менее двух лет. Согласно мнению авторов, для качественной настройки модели, достаточно обучить ее на временном ряде длительностью в 3 месяца. Модель для рассматриваемых скважин ищет схожие по тренду режимы работы с ними другие скважины из базы (300 скважин). После этого, модель прогнозирует дебит на время до 21 месяца (проводились исследования точности прогноза от временного диапазона, на который строился прогноз) на основе тренда дебитов на схожих скважинах из базы, разница между средним фактическим и средним расчетным значениями суммарной добычи не превышает 0,2%, а дисперсия – ниже 5%.

С другой стороны, авторы констатируют, что для 20% от всего объема скважин, модель LSTM не сумела обнаружить зависимости, достаточные для качественного прогнозирования, объясняя возможными ошибками в замерах данных по скважинам, которые привели к накоплению ошибки прогнозирования.

Преимущества модели:

1. Модель позволяет выполнять прогноз дебита жидкости/нефти.
2. Возможность применения модели для прогнозирования эффективности ГТМ.

Недостатки модели:

1. Для создания модели необходима большая обучающая выборка (data-set), с достоверными примерами – резуль-

татами по обучающей выборке для определения параметров, от которых зависит целевая функция. Выборка должна покрывать все ситуации, с которыми модель может столкнуться в процессе эксплуатации (в противном случае результат может быть непредсказуемым). Например, чтобы спрогнозировать поведение скважины после некоторого ГТМ, необходимо, чтобы интервал обучения содержал ГТМ такого типа, желательно в подобных геологических условиях, поэтому обучение должно проводиться на том же месторождении, что и эксплуатация.

2. Архитектура сети машинного обучения существенно зависит от решаемой задачи. На настоящий момент хорошо исследованы, например, сверточные сети, обеспечивающие хорошие результаты при анализе изображений и распознавании образов, а также LSTM-сети, успешно применяемые при анализе речи и временных рядов. Вопрос о том, какая архитектура сетей будет наиболее успешно решать поставленные задачи прогноза, остается открытым, тем более что есть вероятность, что для различных подзадач (прогноз давления, прогноз дебитов жидкости, прогноз обводненности) может потребоваться совершенно различная архитектура.
3. Тиражирование на другие месторождения невозможно, т.к. обученная модель НС настраивается под определенные параметры – необходимо переобучать модель на новой тестовой выборке.
4. Отсутствие физической содержательности в модели. Отсутствие физической интерпретации у настраиваемых параметров, и как следствие – невозможность анализа корректности настройки модели.

В таб. 7 приведено сопоставление перечисленных выше методов (без их отдельных вариаций) по критериям «ресурсозатратность» (учитывается трудоемкость создания модели и скорость вычислений) и «физичность». Всего использовано три уровня оценки, которые условно примем как высокий (+), удовлетворительный (\pm), низкий (-). Пустая ячейка означает невозможность

оценить по данному признаку. Как видно, нет идеального метода, поэтому на практике для оценки взаимовлияния скважин, следует ориентироваться на использование методов с не менее чем удовлетворительными оценками по обоим критериям. Более того, учитывая то, что разные методы могут давать совершенно разные результаты, целесообразно предварительно на реальных примерах использовать несколько методов оценки и определить исходя из сопоставления результатов с неким эталоном (например, с трассерными исследованиями) наиболее адекватный метод.

Таб. 7. Сопоставление методов оценки взаимовлияния скважин

| | Метод | Ресурсо- затратность | Физичность |
|----|---------------------------------------|-------------------------|------------|
| 1 | Геометрический | + | |
| 2 | Статистический анализ данных | + | |
| 3 | Аналитическая много-скважинная модель | ± | ± |
| 4 | Матрицы взаимовлияния | + | ± |
| 5 | Стохастико-аналитическая модель | ± | ± |
| 6 | Нейронные сети | ± | |
| 7 | CRM | ± | ± |
| 8 | Линии тока | - | + |
| 9 | Блочная прокси-модель | + | ± |
| 10 | ГДМ | - | + |

На основе вышеописанного анализа составлена таблица сравнения моделей для оценки взаимовлияния скважин (таб. 8).

Для сравнения использовались следующие критерии: физическая содержательность модели, возможность решения оптимизационной задачи для подбора оптимальных режимов работы нагнетательных скважин, скорость расчетов, наличие численных коэффициентов взаимовлияния скважин, возможность выбора небольшого периода истории для адаптации модели, прогноз динамики базовой добычи жидкости/нефти, возможность учета

двухфазной фильтрации, возможность определения непродуцительной закачки, возможность учета проведения ГТМ и остановок скважин, возможность оценки эффективности переводов в ППД и проведения ГТМ, отсутствие геологической модели, то есть отсутствие необходимости восстановления свойств пласта в межскважинном пространстве.

Таб. 8. Сравнение моделей оценки взаимовлияния скважин

| Модели | Упрощенные | Геометрический метод | Статистический анализ данных | Модели материального баланса | | | |
|--|------------|----------------------|------------------------------|------------------------------|----------------------------|-----|------------|
| | | | | INSIM / INSIM-FT | Межскважинная деконволюция | MPI | CRM-модель |
| Физичность | - | - | - | + | + | + | + |
| Решение оптимизационной задачи по улучшению заводнения | - | - | - | + | - | - | + |
| Оценка эффективности переводов в ППД | - | - | - | + | - | - | + |
| Отсутствие геологической модели | + | + | + | + | + | + | + |
| Скорость расчетов | + | + | - | - | + | + | + |
| Наличие численных коэффициентов взаимовлияния скважин | + | - | - | - | - | - | + |
| Возможность определения непродуцительной закачки | - | - | - | - | - | - | + |
| Прогноз базовой добычи жидкости / нефти | - | - | - | + | - | - | + |
| Необходимость в данных за всю историю разработки месторождения | + | + | + | - | + | + | + |
| Учет ГТМ | - | - | - | + | - | - | +/- |
| Учет остановок добывающих и нагнетательных скважин | - | - | - | + | - | - | +/- |
| Двухфазность | - | - | - | + | - | - | + |

При выборе инструмента для решения конкретных практических задач важным критерием является физическая содержательность модели. Модели, основанные на геометрических формулах, и модели статистического анализа являются упрощенными инженерными подходами к анализу текущего состояния разработки. Модели INSIM, CRM основаны на уравнении материального баланса, модель MPI представляет собой систему линейных уравнений, описывающих двумерную стационарную [90] или псевдоустановившуюся [50] фильтрацию. Модель мультискважинной деконволюции позволяет восстанавливать переходные характеристики для каждой пары скважин, которые могут быть интерпретированы как кривые восстановления давления.

Также при выборе модели учитывались следующие доводы:

– Модели на основе геометрических формул, модели статистического анализа, модели MPI и мультискважинная деконволюция не решают задачи прогнозирования добычи нефти и жидкости. MPI и модель мультискважинной деконволюции способны выполнять оценку изменения показателей на скважинах при изменении дебита жидкости или забойного давления на наблюдаемой скважине. Только модели INSIM и CRM позволяют при заданных приемистостях и забойных давлениях на добывающих скважинах выполнить прогноз добычи нефти и жидкости. Следовательно, эти модели могут быть использованы для решения задач по оптимизации системы заводнения. Поскольку INSIM и CRM представляют собой аналитическую зависимость дебита жидкости и нефти от приемистостей на нагнетательных скважинах, можно сформулировать обратную задачу, в которой в качестве функционала выступает накопленная добыча нефти за прогнозный период, а управляющими параметрами являются приемистости. В результате максимизации функционала могут быть подобраны оптимальные режимы работы нагнетательных скважин. В случае с CRM подбор приемистостей осуществляется симплекс-методом. Недостатком INSIM в этом вопросе является необходимость использования «аналитических методик» для прогнозирования забойных давлений по скважинам, а также – эвристических зависимостей, выражающих забойные дав-

ления нагнетательных скважин через приемистость. Кроме того, решение задачи оптимизации приемистостей с помощью модели INSIM сводится к перебору возможных решений и многократному решению прямых задач.

– Скорость вычисления также является важным критерием при анализе моделей. Для модели INSIM не ясен вопрос применимости метода на практически значимых объемах данных, в частности из-за отсутствия информации о необходимых временных затратах на адаптацию. На задачах с малым числом скважин (порядка 10) адаптация параметров модели может осуществляться простым перебором. При практически значимых объемах информации требуется применение методов нелинейной оптимизации с ограничениями, заданными в виде равенств и неравенств. Применение стохастических методов представляется нецелесообразным ввиду большого числа зависящих друг от друга параметров. Вопрос единственности решения оптимизационной задачи в публикациях не раскрыт, поэтому применение градиентных методов оправдано только при условии многократных стартов из большого числа различных начальных точек, что при большом числе параметров также является проблемой. В [24] упоминается, что хорошо известный метод нелинейной оптимизации, метод внутренней точки, применяемый при адаптации модели INSIM, перестает сходиться при числе параметров в несколько сотен (что соответствует примерно 100 скважинам). Авторы предлагают другой метод (ESMDA), однако признают, что он не обеспечивает выполнение наложенных ограничений. В итоге ими предлагается после каждой итерации метода возвращать параметры в физически значимые пределы, что, однако, может приводить к заикливанию алгоритма. Скорость работы такого алгоритма в публикации не раскрывается, таким образом, отсутствуют достоверные оценки временных затрат на адаптацию модели INSIM.

– Для решения практических задач в модели необходима возможность учета ГТМ и остановок скважин. В модели INSIM ГТМ и остановки скважин могут быть учтены путем задания фиктивных поровых каналов. В модели CRM для учета вышеперечисленных

факторов существует так называемая модель компенсированного CRM [21]. Еще одним подходом учета остановок скважин и ГТМ в модели CRM является выбор такого периода адаптации, в течение которого не проводились какие-либо операции со скважинами. Для INSIM последний подход не является возможным – требуется моделирование с начала разработки, в противном случае не моделируется обводненность.

– Для оценки доли закачки нагнетательной скважины, приходящейся на дебит добывающей скважины, требуется наличие численных коэффициентов взаимовлияния. При статистическом анализе данных рассчитываются только коэффициенты корреляции, в модели INSIM подбираются межскважинные проводимости, мультискважинная деконволюция позволяет строить переходные характеристики, в МРІ-методе рассчитываются коэффициенты продуктивности. Все вышеперечисленные параметры не предназначены для оценки объема потока жидкости от нагнетательной скважины к добывающей. Численные коэффициенты взаимовлияния могут быть посчитаны геометрическим методом, однако степень доверия к таким коэффициентам довольно низкая, поскольку в модели не заложена физическая содержательность. Коэффициенты взаимовлияния присутствуют в основной формуле модели CRM и подбираются в результате решения обратной задачи.

– Сумма коэффициентов взаимовлияния по реагирующим добывающим скважинам определяет долю полезной закачки для нагнетательной скважины. Если сумма коэффициентов меньше единицы, то это указывает на возможную непроизводительную закачку. При расчете коэффициентов взаимовлияния по геометрическим формулам используется нормировка на сумму всех углов, то есть, если скважина находится в центре залежи, то вследствие нормировки сумма коэффициентов взаимовлияния всегда будет равна единице. То же можно сказать про модель INSIM.

– Модели на основе НС для задачи анализа взаимовлияния скважин в чистом виде не применимы из-за необходимости создания достоверной обучающей выборки и отсутствия возмож-

ности тиражирования самой модели (невозможно использовать модель на другие месторождения без переобучения модели). Также степень доверия таким моделям должна быть ниже вследствие отсутствия в них физической содержательности.

– Задача оценки эффективности ГТМ, в том числе переводов в ППД, может быть решена с использованием моделей CRM и INSIM, однако, как и в вопросе прогнозирования дебитов, в случае INSIM возникает необходимость использования неких «аналитических методик» для прогнозирования забойных давлений по скважинам. Алгоритм оценки эффективности ГТМ с использованием модели CRM следующий:

- Для адаптации выбирается период, предшествующий дате проведения ГТМ или перевода в ППД.
- На периоде адаптации решается оптимизационная задача, в результате которой настраиваются коэффициенты взаимовлияния, постоянная времени и коэффициенты продуктивности по каждой добывающей скважине.
- На основе настроенных управляющих параметров, фактической динамики приемистости нагнетательных скважин и обводненности добывающих скважин рассчитывается базовый прогноз динамики дебитов жидкости и нефти на периоде после проведения ГТМ.
- Оценка эффективности определяется разницей между фактической добычей нефти после проведения ГТМ и модельной добычей нефти на основе модели CRM.
- Эффективность проведения ГТМ можно рассматривать как на отдельной скважине, так и на группе скважин или на всем объекте разработки в целом для случаев проведения оптимизации системы заводнения или переводов добывающих скважин в ППД.

Учитывая все вышесказанное, в качестве наилучшего инструмента для решения практических задач в большинстве случаев выступают модели CRM. Модели CRM являются физико-математическими моделями, описывающими процессы, происходящие в нефтеносных пластах. В то же время они зависят от большого числа неизвестных параметров. Эти пара-

метры могут быть получены только в результате настройки (адаптации, обучения) на фактических данных. В связи с этим модели CRM следует классифицировать как регрессионные модели, являющиеся частью методов машинного обучения ML, поскольку машинное обучение подразумевает поиск зависимости между входными данными и результатами модели. В случае с CRM в качестве входных данных выступают приемистости нагнетательных скважин и забойные давления на добывающих скважинах. Откликом является динамика дебита жидкости. При машинном обучении для измерения точности вводится так называемый функционал качества. В CRM-модели в качестве функционала выступает невязка между модельным и фактическим дебитом жидкости.

Стоит отметить, что в модели CRMP рассматриваются влияния нагнетательных скважин на добывающие скважины. Существует также публикация о разновидности CRM-модели, в которой учитываются также влияния добывающих скважин на добывающие [24], однако результаты экспериментов с этой моделью довольно неоднозначные, а условия успешного ее применения довольно жесткие. Подробнее об этой модификации будет сказано в главе 7.

Для оценки влияния нагнетательных скважин на нагнетательные скважины и влияния добывающих скважин на добывающие скважины наилучшим образом подходит модель на основе матрицы взаимной продуктивности [90]. Элементы матрицы взаимной продуктивности характеризуют изменение забойного давления на всех скважинах при изменении дебита жидкости или приемистости на наблюдаемой скважине. Исследование применимости и реализация алгоритма расчета матрицы взаимной продуктивности запланировано на 2020 г.

В работе [67] авторы проводят сопоставление результатов оценки взаимовлияния скважин по модели CRM с моделированием по методу нейронных сетей. Расчеты выполнены для двух синтетических пластов (пласт с высокопроницаемыми каналами и пласт с барьерами), а в качестве эталона («фактические» данные разработки) выступают результаты расчета по ГДМ. Работа сква-

жин организована таким образом, чтобы имела место выраженная немонотонная динамика дебита. Авторы отмечают, что обе тестируемые модели на приемлемом уровне воспроизводят фактические данные. Тем не менее приемлемый уровень адаптации этих моделей не привел к тому, что данные по оценке коэффициентов взаимовлияния с помощью этих моделей являются в полной мере эквивалентными: для обоих пластов в картины взаимовлияния имеют как схожие фрагменты, так и существенно различающиеся фрагменты. На рис. 18 приводится пример карт взаимовлияния для пласта с барьерами.

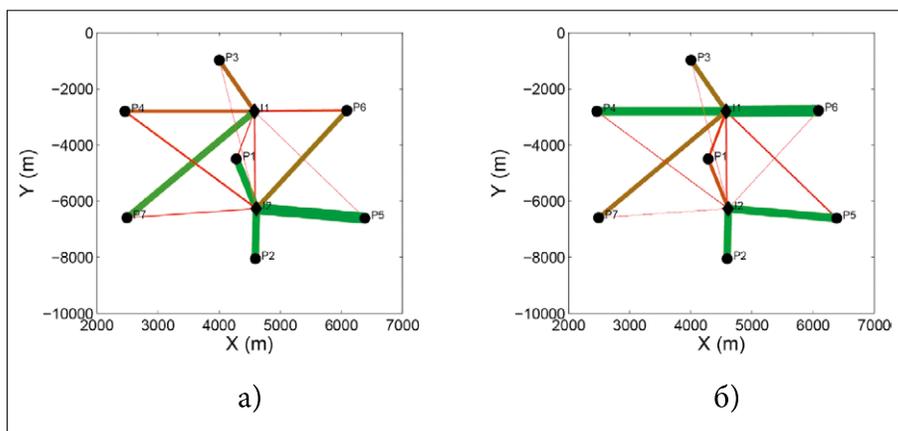


Рис. 18. Карты взаимовлияния, полученные по методу нейронных сетей (а) и по модели CRM (б) [4]

Авторами [67] также рассматривается вопрос качества прогноза добычи нефти по характеристикам вытеснения, построенным для двух совокупностей (паттернов) скважин, состоящих из одной нагнетательной скважины и всех добывающих скважин. Установлено, что метод нейронных сетей и CRM дают противоположные тенденции в накопленной добыче нефти отдельно по паттернам, но при этом суммарное количество добычи нефти по обоим паттернам практически одинаково и отличается от эталонного значения не более чем на 3% для нейронной сети и не более чем на 0,5% для CRM.

Заметим, что при использовании нескольких различных методов определения коэффициентов взаимовлияния скважин всегда возникает проблема сопоставления коэффициентов, полученных разными методами. Несмотря на то, что коэффициенты, получаемые различными методами, обозначаются одним и тем же термином и интуитивно кажутся аналогами, аналогами они не являются. Например, в работе [20] авторы проводят сопоставление результатов оценки взаимовлияния скважин по модели CRM с моделированием по методу линий тока. Акцент в исследовании сделан на способе учета диапазона времени для модели CRM, на котором проводится оценка взаимовлияния скважин. Рассмотрены два варианта: (1)двигающееся временное окно, когда диапазон времени одинаков, но сдвигается относительно начального момента времени, и (2)увеличивающееся временное окно, когда диапазон времени увеличивается от начального момента времени. Установлено, что метод увеличивающегося окна дает лучшую схожесть между коэффициентами взаимовлияния скважин по CRM и по методу линий тока.

Для более глубокого обозначения этой проблемы рассмотрим пример оценки взаимовлияния скважин для синтетического пласта с неоднородным полем абсолютной проницаемости и расположением добывающих скважин P1–P9 и нагнетательных скважин I1–I3, показанным на рис. 19. В примере добывающие скважины работают при постоянном забойном давлении, нагнетательные – с заданной сложной немонотонной динамикой приемистости. Такая работа нагнетательных скважин формирует с учетом неоднородности пласта и расположения скважин сложные, немонотонные и неодинаковые динамики дебита жидкости.

Расчеты выполнены с использованием модели CRM, блочной прокси-модели (БПМ), стохастико-аналитической модели (САМ), статистического анализа данных (САД). Эталоном считается оценка, сделанная на ГДМ с последующим вычислением коэффициентов взаимовлияния по линиям тока. Поскольку все тестируемые методы реализованы в однофазной постановке, в ГДМ использована модель разноцветной жидкости, в которой

свойства воды и нефти одинаковы, а ОФП имеют вид диагоналей квадрата. Заметим, что использование модели разноцветной жидкости для решения каких-либо исследовательских задач, удобно тем, что такая модель с одной стороны эквивалентна однофазной модели, а с другой стороны позволяет видеть фронт вытеснения нефти водой и оперировать понятием «обводненность скважин».

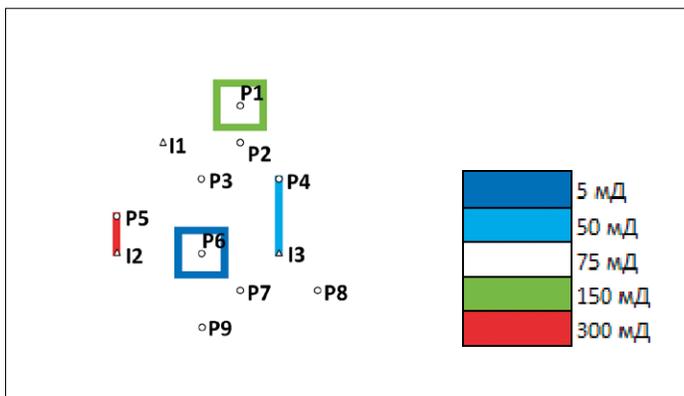


Рис. 19. Поле абсолютной проницаемости

На рис. 20 показаны диаграммы коэффициентов взаимовлияния. Чтобы коэффициенты были сопоставимыми, они предварительно пронормированы на свои максимальные значения. Видно, что все рассматриваемые методы, кроме САД, позволяют дать правильные (т.е. близкие с тем, что дает ГДМ) ориентиры в направлении взаимодействия скважин. Для части скважин имеется достаточно близкое совпадение в тенденциях поведения коэффициентов взаимовлияния. Например, относительно скважины I1 аналогичные тенденции получаются по методам CRM и БПМ, причем по обоим этим методам взаимодействие со скважинами P1 и P3 слабее, чем со скважиной P2, что отличается от ГДМ. Интересно, что для данного примера метод САМ дает аналогичные тенденции, что и ГДМ, однако применительно к скважине I3, наоборот, к ГДМ более близкую картину дают методы CRM и БПМ, нежели САМ.

Метод САД показал результат, наименее согласующийся с результатом по ГДМ. Тем не менее это не означает, что применение статистических методов всегда не целесообразно. Есть примеры, в которых статическая обработка промысловых данных позволяет сделать верные выводы о взаимовлиянии скважин, как это показано в статье Васильева В.В. [63].

Полученная противоречивость результатов согласуется с тем, что имеется во многих публикациях, где рассматриваются подходы к оценке взаимовлияния скважин. Подобная ситуация описана и в статье [59], где оценка сделана на примере анализа ячеек заводнения, корреляций Спирмена и по линиям тока. На примере реальной залежи показано, что все эти три метода могут давать (на качественном уровне) как одинаковые, так и противоположные результаты. По этой причине авторами предлагается подход, состоящий в том, что взаимовлияние оценивается по комплексному коэффициенту связи, равному произведению оценок по каждому из используемых методов.

Приведенные примеры иллюстрируют главную проблему оценки взаимовлияния скважин – отличие в результатах, получаемых при помощи разных методов. Представляется, что наиболее надежные для практического применения результаты можно получить, если использовать подход, который на приемлемом уровне учитывает физическую сторону пластовых процессов и при этом является достаточно вычислительно эффективным. Последнее качество метода, помимо возможности вероятностных оценок получаемых результатов, делает возможным исследование особенностей решения обратной задачи. Этот крайне важный момент для понимания надежности получаемых при моделировании результатов рассматривается в следующем параграфе.

Другим важным выводом из рассмотренных примеров является то, что методика использования коэффициентов взаимовлияния для решения практических задач (анализ разработки, прогноз, оптимизация приемистости и т.д.) не может быть универсальной. Она должна определяться той моделью, с помощью которой коэффициенты были получены, следовать из нее.

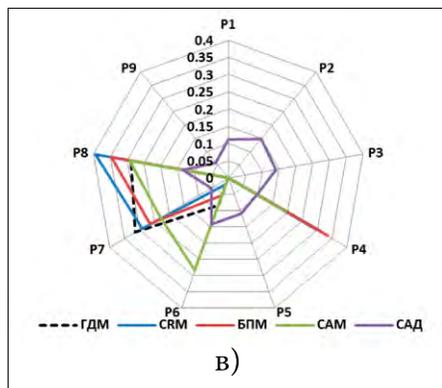
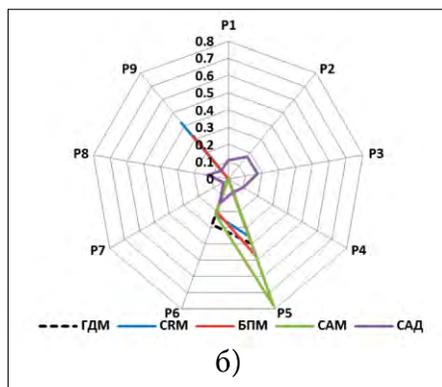
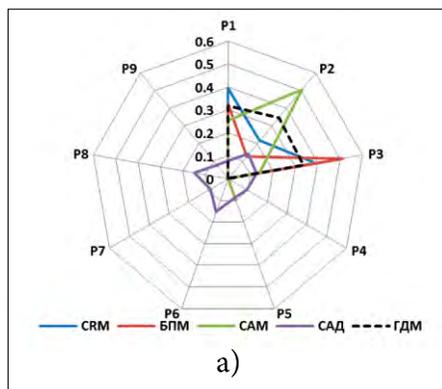


Рис. 20. Диаграммы коэффициентов взаимовлияния добывающих скважин с нагнетательными скважинами (а – со скважиной I1, б – со скважиной I2, в – со скважиной I3)

2.2. ОСОБЕННОСТИ ОЦЕНКИ ВЗАИМОВЛИЯНИЯ СКВАЖИН НА ПРИМЕРЕ МОДЕЛИ CRM

Оценка взаимовлияния скважин с помощью модели CRM представляет собой решение обратной задачи поиска коэффициентов взаимовлияния скважин f_{ij} , а также коэффициентов продуктивности J_j и временных констант τ_j , входящих в формулу (1.5). Для этого необходимо сформулировать целевую функцию в виде невязки между фактическими и расчетными значениями дебита жидкости для некоторого временного промежутка. Рассмотрим два варианта формулировки целевой функции:

$$\Phi = \sum_{j=1}^{NP} \sum_{t=0}^{T_j} \left(\frac{q_{j,t}^{\phi} - q_{j,t}^p}{q_{j,t}^{\phi}} \right)^2 \rightarrow \min \quad (2.2.1)$$

$$\Phi_j = \sum_{t=0}^{T_j} \left(\frac{q_{j,t}^{\phi} - q_{j,t}^p}{q_{j,t}^{\phi}} \right)^2 \rightarrow \min, \quad j = 1, \dots, NP \quad (2.2.2)$$

В (2.2.1 и 2.2.2) NP – количество добывающих скважин, T_j – количество временных шагов для работы j -й добывающей скважины, q – дебит жидкости, индексы ϕ и p показывают принадлежность величины дебита к факту или к расчету. Назовем варианты формулировки ЦФ по формулам (2.2.1, 2.2.2), соответственно ЦФ1 и ЦФ2.

По варианту ЦФ1 оптимизационная задача решается один раз для всех добывающих скважин, по варианту ЦФ2 решается количество оптимизационных задач, равное количеству добывающих скважин. Необходимость рассмотрения двух формулировок ЦФ связана с тем, что качество решения обратных задач во многом зависит от количества УП. Очевидно, что для ЦФ1 количество УП больше, чем для ЦФ2, следовательно, больше и количество «степеней свободы» (уровень неопределенности) для получаемого решения. В этом смысле преимуществом ЦФ2 является то, что УП относятся только к данной добывающей

скважине, однако недостатком ЦФ2 является то, что при таком способе решения обратной задачи сложнее организовать учет каких-либо соотношений между параметрами, относящимися к разным скважинам.

Чтобы уменьшить уровень неопределенности при решении обратных задач, применяются различные ограничения на УП. Рассмотрим некоторые возможные ограничения.

Первое ограничение касается радиуса взаимовлияния скважин. Необходимость такого ограничения обусловлена тем, что вероятность взаимовлияния скважин, очевидно, уменьшается с увеличением расстояния между добывающей и нагнетательной скважинами. Математически данное ограничение реализовано в виде так называемой «маски» – матрицы с коэффициентами 0 и 1, в которой каждая строка относится к конкретной добывающей скважине, а каждый столбец – к каждой нагнетательной скважине. Значение 0 означает отсутствие взаимовлияния, 1 – возможность взаимовлияния. Расчет коэффициентов матрицы-маски реализован исходя из превышения/непревышения расстояния между добывающей и нагнетательной скважинами некоторой величины – радиуса взаимовлияния. Радиус взаимовлияния задается экспертно, исходя из представлений о строении пласта и сложившейся системы разработки.

Замечание: Использование радиуса взаимовлияния – не единственный возможный вариант автоматического определения потенциальных связей. В статье [101] авторы предлагают использовать алгоритм «Рандом форест» для определения скважин, действительно оказывающих влияние на ту или иную добывающую.

Второе ограничение имеет вид:

$$\sum_{j=1}^{NP} f_{ij} \leq 1 \quad (2.2.3)$$

для всех i . Его смысл состоит в том, что закачка каждой скважины полностью расходуется на добычу жидкости и не-

производительную закачку, возникающую за счет перетоков в другие пласты или за контур. При этом в модели не может сложиться ситуации, когда работа нагнетательной скважины приводит к повышению дебитов жидкости реагирующих скважин на величину, превышающую приемистость. На практике существует также проблема с точностью замеров приемистостей, поэтому ограничение (2.2.3) в случаях непроизводительной закачки меньше единицы. Отметим, что неиспользование ограничения (2.2.3) может приводить к тому, что по результатам решения оптимизационной задачи сумма коэффициентов взаимовлияния для одной нагнетательной скважины окажется больше единицы. Такая ситуация может быть связана, например, с некорректным учетом в модели активности водоносного горизонта – аквифера или в случае существенного неверного учета и занижения закачки.

Третье ограничение имеет вид:

$$\sum_{j=1}^{NP} \tau_j q_j^0 = \tau_T q_T^0 \quad (2.2.4)$$

Верхний индекс 0 означает начальный момент времени, нижний индекс T – принадлежность величины к модели CRMT. Произведение τq^0 , исходя из экспоненциальной кривой падения Арпса, есть извлекаемые запасы при истощении. Соответственно количество извлекаемой всеми скважинами из пласта жидкости только за счет пластовой энергии должно равняться некоторому значению, которое можно определить исходя из решения обратной задачи оценки взаимовлияния укрупненных добывающих и нагнетательных скважин в рамках модели CRMT.

Четвертое ограничение носит похожий характер, и как следует из формулы (1.3):

$$\sum_{j=1}^{NP} \tau_j J_j = \tau_T J_T \quad (2.2.5)$$

То есть это ограничение по геологическим запасам, когда сумма запасов по скважинам равна запасам по танку.

Пятое ограничение характеризует ограничения по продуктивности, когда сумма дебитов по скважинам равна дебиту по танку (2.2.6):

$$\sum_{j=1}^{NP} q_j(t) = q_T(t) \quad (2.2.6)$$

Шестое ограничение соответствует случаю, когда необходимо «почувствовать» и проверить величину временной константы τ . Эмпирически установлено, что лаг по времени (задержка) реакции добывающих скважин на изменения в нагнетательных равен $\frac{1}{2}\tau$.

Помимо ограничений, важным моментом, влияющим на качество решения обратных задач, является метод решения оптимизационной задачи, т.е. способ минимизации целевой функции. Это связано с тем, что поверхность функционала в пространстве УП может быть весьма сложной, с множеством локальных экстремумов. Поэтому метод решения оптимизационной задачи с одной стороны должен обеспечивать меньшую неопределенность и, с другой стороны, должен быть достаточно вычислительно эффективным.

Применительно к модели, описанной в предыдущем разделе, рассмотрим влияние набора ограничений на УП, а также оптимизационных методов (методы Нелдера – Мида (1), Монте-Карло (2), имитации отжига (3), метод сверхбыстрого отжига (4) и дифференциальной эволюции (5)) на оценку коэффициентов взаимовлияния скважин.

В таб. 9, таб. 10 показаны коэффициенты взаимовлияния скважин, рассчитанные с использованием ЦФ1, ЦФ2 при одинаковых наборах ограничений и одним методом оптимизации (метод дифференциальной эволюции). Поскольку способы вычисления коэффициентов взаимовлияния по линиям тока, построенным по результатам расчетов на ГДМ, и по модели

CRM различаются, все коэффициенты нормированы таким образом, чтобы их сумма для каждой нагнетательной скважины равнялась единице. Ячейки с коэффициентами, полученными по CRM, раскрашены в три цвета согласно модулю относительного отклонения (%) от коэффициента, полученного в ГДМ. Зеленый цвет – 0–20, желтый – 20–50, оранжевый – более 50. Такая же логика используется и в других таблицах этого параграфа.

Видно, что решение обратной задачи с ЦФ2 является более стабильным – результат, близкий к фактическому (по ГДМ), достигается при любом варианте ограничений, исключая полное отсутствие ограничений. При ЦФ1 приемлемый вариант получается только при использовании маски (ограничение 1) и ограничения 2 на сумму коэффициентов взаимовлияния.

Таб. 9. Коэффициенты взаимовлияния при ЦФ1 и различных ограничениях

| Нагн. скв. | Доб. скв. | ГДМ | CRM | | | | |
|------------|-----------|-------|----------|-----------|-----------|--------|----------|
| | | | все огр. | огр. 1, 2 | огр. 1, 3 | огр. 1 | без огр. |
| 11 | P1 | 0,318 | 0,311 | 0,309 | 0,490 | 0,240 | 0,143 |
| | P2 | 0,347 | 0,242 | 0,362 | 0,283 | 0,394 | 0,150 |
| | P3 | 0,336 | 0,447 | 0,329 | 0,227 | 0,366 | 0,007 |
| 12 | P5 | 0,397 | 0,568 | 0,495 | 0,230 | 0,230 | 0,206 |
| | P6 | 0,282 | 0,131 | 0,221 | 0,481 | 0,481 | 0,017 |
| | P9 | 0,321 | 0,302 | 0,284 | 0,290 | 0,290 | 0,086 |
| 13 | P4 | 0,311 | 0,358 | 0,329 | 0,277 | 0,160 | 0,241 |
| | P6 | 0,085 | 0,118 | 0,088 | 0,007 | 0,251 | 0,108 |
| | P7 | 0,315 | 0,259 | 0,278 | 0,316 | 0,397 | 0,196 |
| | P8 | 0,288 | 0,266 | 0,305 | 0,400 | 0,192 | 0,173 |

Таб. 10. Коэффициенты взаимовлияния при ЦФ2 и различных ограничениях

| Нагн. скв. | Доб. скв. | ГДМ | CRM | | | | |
|------------|-----------|-------|----------|-----------|-----------|--------|----------|
| | | | все огр. | огр. 1, 2 | огр. 1, 3 | огр. 1 | без огр. |
| 11 | P1 | 0,318 | 0,314 | 0,314 | 0,311 | 0,313 | 0,167 |
| | P2 | 0,347 | 0,327 | 0,328 | 0,327 | 0,333 | 0,087 |
| | P3 | 0,336 | 0,360 | 0,358 | 0,362 | 0,355 | 0,148 |
| 12 | P5 | 0,397 | 0,439 | 0,356 | 0,413 | 0,409 | 0,145 |
| | P6 | 0,282 | 0,197 | 0,254 | 0,232 | 0,220 | 0,072 |
| | P9 | 0,321 | 0,363 | 0,390 | 0,355 | 0,372 | 0,056 |
| 13 | P4 | 0,311 | 0,331 | 0,292 | 0,336 | 0,317 | 0,102 |
| | P6 | 0,085 | 0,113 | 0,125 | 0,121 | 0,062 | 0,211 |
| | P7 | 0,315 | 0,309 | 0,329 | 0,297 | 0,354 | 0,159 |
| | P8 | 0,288 | 0,247 | 0,254 | 0,246 | 0,267 | 0,146 |

Таб. 11. Коэффициенты взаимовлияния при ЦФ2 и различных методах оптимизации

| Нагн. скв. | Доб. скв. | ГДМ | CRM | | | | |
|------------|-----------|-------|----------|-----------|-----------|--------|----------|
| | | | все огр. | огр. 1, 2 | огр. 1, 3 | огр. 1 | без огр. |
| 11 | P1 | 0,318 | 0,310 | 0,311 | 0,324 | 0,294 | 0,314 |
| | P2 | 0,347 | 0,337 | 0,340 | 0,331 | 0,357 | 0,327 |
| | P3 | 0,336 | 0,353 | 0,348 | 0,345 | 0,350 | 0,360 |
| 12 | P5 | 0,397 | 0,503 | 0,447 | 0,508 | 0,403 | 0,439 |
| | P6 | 0,282 | 0,067 | 0,164 | 0,058 | 0,278 | 0,197 |
| | P9 | 0,321 | 0,430 | 0,389 | 0,434 | 0,319 | 0,363 |
| 13 | P4 | 0,311 | 0,281 | 0,282 | 0,270 | 0,333 | 0,331 |
| | P6 | 0,085 | 0,248 | 0,178 | 0,237 | 0,073 | 0,113 |
| | P7 | 0,315 | 0,284 | 0,294 | 0,277 | 0,326 | 0,309 |
| | P8 | 0,288 | 0,186 | 0,246 | 0,217 | 0,267 | 0,247 |

В таб. 11 показаны коэффициенты взаимовлияния, полученные при ЦФ2 и использовании всех ограничений, но с разными методами оптимизации. Можно сказать, что все рассмотренные

методы оптимизации дают достаточно близкие результаты, однако наиболее хорошее соответствие с ГДМ получается по методу 4. Использование ЦФ1 более чувствительно к методу оптимизации, что, по всей видимости, связано с более сложной поверхностью функционала.

В рассматриваемом примере все скважины работают с переменными во времени дебитами и приемистостями, причем запуска или остановки скважин на рассматриваемом периоде времени не происходит. На рис. 21 показан кроссплот коэффициентов взаимовлияния, полученных по ГДМ и по CRM, для скважины П1 с тремя реагирующими с ней скважинами Р1, Р2, Р3 для четырех анализируемых диапазонов времени – 2000 г., 2001 г., 2002 г. и 2000–2002 гг., с линиями отклонения $\pm 20\%$. Видно, что имеется смещение маркеров, как в направлении оси абсцисс, так и в направлении оси ординат. Это означает, что как по ГДМ, так и по CRM происходит изменение взаимовлияния между скважинами во времени.

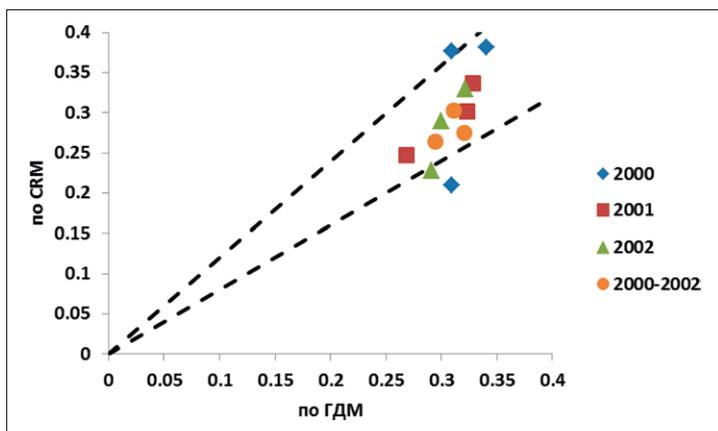


Рис. 21. Кроссплот коэффициентов взаимовлияния на разные периоды анализа

На рис. 22 показаны карты линий тока для соседних моментов времени с разницей 1 мес., полученные по ГДМ. Изменение

линий тока обусловлено только нестационарностью работы скважин. Поскольку в модели CRM коэффициенты взаимовлияния не зависят от времени, применение CRM для оценки взаимовлияния скважин будет давать более качественный результат, если анализируемый период времени не будет слишком длительным. С другой стороны, этот период не должен быть и слишком коротким – иначе при решении обратной задачи будет «трудно» выявить необходимые закономерности в откликах добычи на изменение закачки. Ориентировочно приемлемым вариантом интервала времени, на котором идет определение взаимовлияния скважин, можно принять один год.

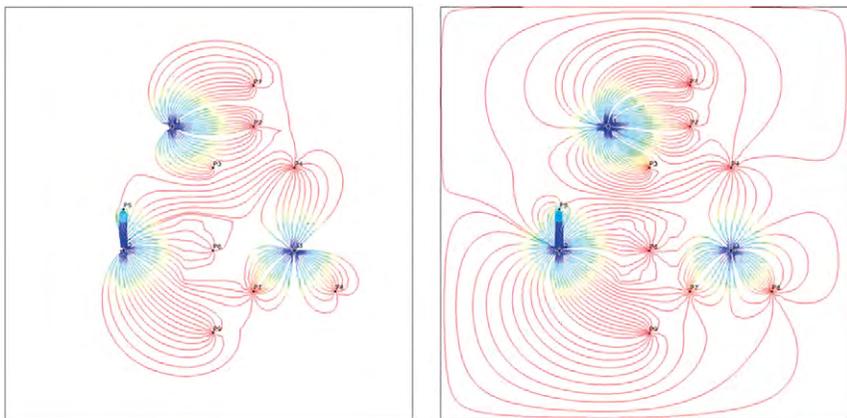


Рис. 22. Карты линий тока на двух соседних моментах времени

Изменение коэффициентов взаимовлияния скважин для разных интервалов времени может обусловлено не только спецификой работы скважин, но и действием факторов, связанных с особенностями решения обратных задач, в частности с отмеченными выше факторами. Более того, на величину коэффициентов взаимовлияния, как и других параметров, определяемых при решении обратных задач с помощью математического моделирования, может оказывать влияние то, насколько корректно модель имитирует реальный объект. Очевидно, что подобное

различие может иметь место и при сопоставлении результатов, полученных на математических моделях различного уровня. Чтобы это исследовать, на модели CRM был сделан расчет прямой задачи со всеми параметрами, взятыми из ГДМ, и расчет обратной задачи с использованием модели CRM, когда неизвестными параметрами были только коэффициенты взаимовлияния. Оказалось, что найденные значения коэффициентов отличаются от тех, что получены по ГДМ (рис. 23).

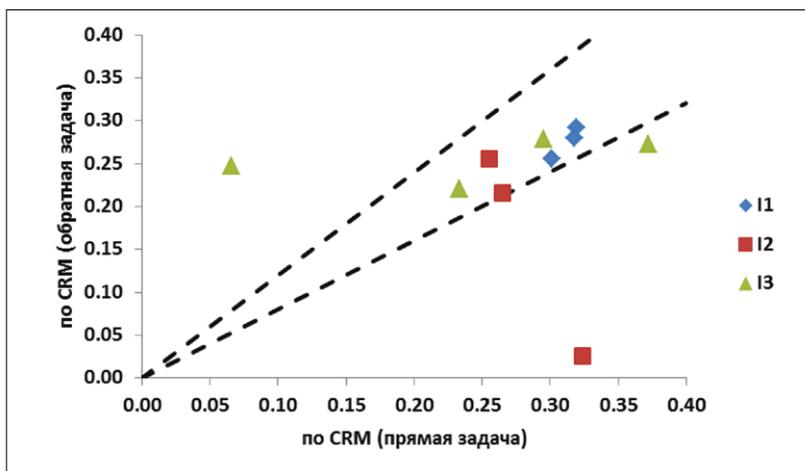


Рис. 23. Кроссплот коэффициентов взаимовлияния по прямой и обратной задачам

Полученное отличие объясняется тем, что исходные данные по работе скважин (которые принимаются за факт) получены по ГДМ, а ГДМ и CRM хотя и имитируют одинаковые объект и процессы, но отличаются по своей сути. Следовательно, даже при одних и тех же данных о моделируемом объекте, может возникать ситуация, когда результаты расчета по этим моделям будут отличаться. Это отражается в том, что значение целевой функции для прямой задачи больше, чем для обратной задачи. По ходу оптимизационного процесса алгоритм, стремясь найти наименьшее значение целевой функции, подбирает

такие значения коэффициентов взаимовлияния, которые несколько отличаются от своих «истинных» значений, полученных по прямой задаче.

Таким образом, при решении задачи оценки взаимовлияния скважин конечный результат зависит не только от адекватности понимания моделируемого объекта, но и от способа моделирования. Напомним, что различия в результатах моделирования могут быть и в рамках моделей одного типа при расчетах на разных гидродинамических симуляторах. Поэтому приемлемым результатом в оценке взаимовлияния скважин является не столько количественная оценка, сколько качественная оценка, т.е. определение взаимодействия на уровне «да/нет» и «больше/меньше».

2.3. СПОСОБЫ УЧЕТА ВЗАИМОВЛИЯНИЯ СКВАЖИН ПРИ ИСПОЛЬЗОВАНИИ РАЗЛИЧНЫХ МЕТОДОВ МАТЕМАТИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ

2.3.1. ОСОБЕННОСТИ КОЭФФИЦИЕНТОВ ВЗАИМОВЛИЯНИЯ СКВАЖИН

Значения коэффициентов взаимовлияния, полученные методом линий тока, как постпроцессинговая процедура после моделирования на гидродинамическом симуляторе, зачастую принимаются за эталон. Однако возникает вопрос, насколько корректно их сопоставлять с коэффициентами, полученными при использовании других методов. Далее рассмотрим механизмы учета взаимовлияния скважин при моделировании на гидродинамическом симуляторе и при моделировании посредством аналитической модели CRM [94].

Согласно [48], при построении линий тока рассматривается движение частицы жидкости в течение некоторого времени. Положения частицы фиксируются на каждом временном шаге и соединяются прямыми линиями. На основе линий тока рассчитывается таблица дренирования, содержащая коэффициенты взаимовлияния, характеризующие количество жидкости, добытое данной добывающей скважиной за счет закачки данной нагнетательной скважиной. При этом возможно два варианта построения таблицы дренирования, с накопленными и мгновенными коэффициентами взаимовлияния. Накопленные коэффициенты постоянны на всем периоде расчета, мгновенные коэффициенты рассчитываются на каждом временном шаге.

Линии тока строятся на основе рассчитанного поля пластового давления. Для этого вводятся такие параметры, как плотность линий тока и максимальное время жизни линии тока. Плотность линий тока характеризует количество жидкости, приходящееся на одну линию тока за один временной шаг, то есть расход через каждую трубку тока одинаков. Снижение плотности приводит к увеличению количества линий тока, исходящих из скважины. Максимальное время жизни отвечает за длину линии тока. При недостаточном времени жизни линия тока может не доходить до добывающей скважины, в таком случае в таблице дрениро-

вания будет отмечена непроизводительная закачка нагнетательной скважины. Коэффициенты взаимовлияния на основе линий тока рассчитываются по формуле:

$$f_{ij}^k = \frac{N_{ij}^k \rho}{I_i^k} \quad (2.3.1)$$

где N_{ij} – количество линий тока, исходящих из i -й нагнетательной скважины к j -й добывающей скважине, ρ – плотность линий тока, размерность м³/сут/лин. тока, I_i – приемистость i -й нагнетательной скважины, k – индекс временного шага.

Если предположить, что все линии тока доходят до реагирующих добывающих скважин, то с учетом того, что:

$$I_i^k = \sum_j N_{ij}^k \rho \quad (2.3.2)$$

коэффициент взаимовлияния можно записать как:

$$f_{ij}^k = \frac{N_{ij}^k}{\sum_j N_{ij}^k} \quad (2.3.3)$$

Для расчета накопленных коэффициентов необходимо просуммировать по времени числитель и знаменатель, тогда накопленный коэффициент взаимовлияния выражается как:

$$f_{ij} = \frac{\sum_k N_{ij}^k \rho}{\sum_k I_i^k} \quad (2.3.4)$$

или

$$f_{ij} = \frac{\sum_k N_{ij}^k}{\sum_k \sum_j N_{ij}^k} \quad (2.3.5)$$

Как видно из формул (2.3.1–2.3.4), коэффициент взаимовлияния на основе гидродинамического моделирования определяется отношением количества линий тока, направленных от нагнетательной скважины к добывающей скважине, к общему числу линий тока, исходящих от нагнетательной скважины. При этом следует отметить, что построение линий тока зависит от заданных параметров: плотность линий тока, максимальное время линии тока. Возможны ситуации, когда линии тока не доходят до добывающих скважин, тогда считается, что часть закачки теряется, что приводит к снижению коэффициента влияния на добывающую скважину.

Дебит жидкости, на основании вышесказанного, можно представить как:

$$q_j(t_n) = \sum_{i=1}^{NI} f_{ij}^n I_i^n + q_{рез}, \quad (2.3.6)$$

где $q_{рез}$ – объем жидкости, добываемый из резервуара за счет пластовой энергии. Возникает это дополнительное слагаемое по двум причинам. Вследствие дискретности объема жидкости, доходящей до добывающей скважины от нагнетательных скважин. Как было сказано выше, через каждую линию тока задается одинаковый расход жидкости, а значит, объем жидкости, приходящий по трубкам тока, кратен заданному параметру плотности линий тока. Вторая причина возникновения $q_{рез}$ – это наличие линий тока, которые выходят из точки расположения добывающей скважины и обрываются в пласте, не доходя до нагнетательной скважины. Такую картину можно увидеть при построении линий тока относительно добывающих скважин. Следует обратить внимание на то, что в формуле (2.3.6) используются мгновенные коэффициенты взаимовлияния, то есть зависящие от времени. В случае слабого изменения пластового давления распределение линий тока меняется незначительно, а значит, можно считать коэффициенты взаимовлияния статичными. Тогда дебит жидкости можно записать как:

$$q_j(t_n) = \sum_{i=1}^{NI} f_{ij} I_i^n + q_{\text{рез}} \quad (2.3.7)$$

В модели CRM коэффициенты взаимовлияния добывающих и нагнетательных скважин входят непосредственно в саму формулу [42]:

$$q_j(t_n) = q_j(t_0) e^{-\frac{t_n - t_0}{\tau_j}} + \sum_{k=1}^n \left[\left(\sum_{i=1}^{NI} (f_{ij} I_i^k) - J_j \tau_j \frac{\Delta p_j^k}{\Delta t_k} \right) e^{-\frac{t_n - t_k}{\tau_j}} \left(1 - e^{-\frac{t_k - t_{k-1}}{\tau_j}} \right) \right], \quad (2.3.8)$$

где q_j – дебит жидкости, $\tau = \frac{c_t V_p}{J}$ – постоянная времени, f_{ij} – коэффициент взаимовлияния между i -й нагнетательной и j -й добывающей скважинами, I_i^k – приемистость, J_j – коэффициент продуктивности, p_j^k – забойное давление.

В диссертации [42] Sayarroug M. дает определение коэффициентам взаимовлияния f_{ij} как доле от закачки нагнетательной скважины, приходящейся на добычу жидкости добывающей скважины:

$$f_{ij} = \frac{q_{ij}(t)}{I_i(t)} \quad (2.3.9)$$

При этом величина q_{ij} характеризует поток жидкости от i -й нагнетательной к j -й добывающей скважине.

В работе [31] произведение $f_{ij} I_i$ определяется исходя из закона Дарси:

$$f_{ij} I_i = \frac{\bar{k} A P_{wfi} - P_{wfj}}{\bar{\mu} L_{ij}}, \quad (2.3.10)$$

где $\frac{\bar{k}}{\bar{\mu}}$ – средняя проводимость фаз, A – средняя площадь по-

перечного сечения, L_{ij} – расстояние между нагнетательной и добывающей скважинами, P_{wfi} – забойное давление i -й нагне-

тательной скважины, P_{wfi} – забойное давление j -й добывающей скважины. Сгруппировав статичные параметры, (10) можно представить как:

$$f_{ij}I_i = T_{ij}(P_{wfi} - P_{wffj}), \quad (2.3.11)$$

где T_{ij} – взаимная проводимость между скважинами. Однако в [31] Nguyen A. P. отмечает, что (2.3.10–2.3.11) справедливо для случая одномерного потока, в случае двумерного потока в уравнения (2.3.10–2.3.11) добавляется поправочное слагаемое.

В (2.3.8) разделено влияние приемистости нагнетательных скважин и изменения забойного давления. Однако забойное давление зависит от динамического уровня в скважине, который в свою очередь зависит от пластового давления. Пластовое давление может меняться в результате изменения режимов работы нагнетательных скважин. Другими словами, изменение приемистости может приводить к изменению забойного давления в скважине.

В работе [14] дается отличное от (2.3.9) определение для коэффициентов взаимовлияния:

$$f_{ij} = \frac{T_{ij}}{\sum_{j=1}^{N_{prod}} T_{ij}} \quad (2.3.12)$$

Чтобы раскрыть суть коэффициентов взаимовлияния по модели CRM, предположим, что упругая энергия пласта равна нулю, тогда постоянная времени также равна нулю, то есть реакция добывающих скважин на нагнетательные скважины происходит мгновенно, а динамика дебита жидкости будет зависеть только от динамики влияющих нагнетательных скважин. В предельном случае

при показателе τ , стремящемся к нулю, множитель $\left(1 - e^{-\frac{t_k - t_{k-1}}{\tau_j}}\right)$ равен единице при любых значениях k , множитель $e^{-\frac{t_n - t_k}{\tau_j}}$ равен

единице только в случае $n = k$. В результате (2.3.8) принимает вид многомерной линейной регрессии:

$$q_j(t_n) = \sum_{i=1}^{NI} f_{ij} I_i^n \quad (2.3.13)$$

В таком случае коэффициент f_{ij} характеризует долю закачки, приходящуюся на добычу жидкости. При этом при изменении приемистости на ΔI_i дебит жидкости мгновенно изменяется на величину $f_{ij} \Delta I_i$. Из (2.3.7) и (2.3.13) следует, что в случае несжимаемой жидкости модель CRM соответствует модели линий тока при условии слабого изменения пластового давления. Если же жидкость сжимаема, то в случае изменения приемистости дебит жидкости изменяется не мгновенно, а с некоторой задержкой, которая описывается в (2.3.8) дополнительными множителями, зависящими от постоянной времени. В методе линий тока данный эффект проявляется в динамичности коэффициентов взаимовлияния, в результате неустановившейся фильтрации. При постоянном изменении пластового давления линии тока меняются во времени, и, как следствие, меняются коэффициенты взаимовлияния. В отличие от метода линий тока, в CRM задержка отклика добывающих скважин на изменение режимов работы нагнетательных скважин описывается статичными коэффициентами взаимовлияния.

В статье [16] Holanda R.W. приводит сравнение коэффициентов взаимовлияния, полученных по CRM и по линиям тока. Автор отмечает, что коэффициенты взаимовлияния по CRM описывают поддержку пластового давления, в то время как коэффициенты взаимовлияния по линиям тока описывают долю закачиваемой жидкости, поступающую к добывающей скважине. Если рассматривать закачку с позиции дополнительной пластовой энергии, привносимой в пласт, то соотношение (2.3.9) можно интерпретировать как долю энергии i -й нагнетательной скважины, затраченной на добычу жидкости j -й скважины.

Основным допущением в модели CRM является постоянство во времени коэффициентов τ_j, J_j, f_{ij} . Как правило, при решении об-

ратной задачи оценки коэффициентов взаимовлияния скважин набор управляющих параметров может ограничиваться не только коэффициентами взаимовлияния, но и другими величинами, входящими в формулу (2.3.8). Следовательно, корректность определения коэффициентов взаимовлияния зависит от того, насколько полно изначально имеются представления о величинах, входящих в формулу (2.3.8), а также от сделанных ограничений на управляющие параметры. Подробно влияние набора управляющих параметров на результат оценки коэффициентов взаимовлияния дан в статье [88], в которой параметры задаются независимо друг от друга.

Интересная модификация CRMP-модели изложена в [78]. Для обозначения этой модификации авторы используют аббревиатуру CRMs. Принципиальным ее отличием является то, что в ней не используются коэффициенты влияния. Вместо них используются «коэффициенты продуктивности между скважинами», а перетоки между скважинами в модели определяются по формуле:

$$q_{ij} = C_{ij}(p_i - BHP_j), \quad (2.3.14)$$

где C_{ij} – коэффициент продуктивности между i -й и j -й скважинами, p_i – пластовое давление в окрестности i -й скважины, BHP_j – забойное давление j -й скважины. Кроме того, в данной модификации рассматривается аквифер как отдельный неизвестный объем в пласте, гидродинамически связанный с некоторыми скважинами (для описания притока из него также используются коэффициенты продуктивности). По результатам численных экспериментов авторы делают выводы, что модификация CRMs демонстрирует большую устойчивость к изменениям режимов скважин, нежели классическая модель CRMP, а также обладает лучшими прогностическими способностями. При этом вычислительная сложность возрастает, однако, по сравнению с ГДМ, моделирование требует на 2 порядка меньше времени. Полного алгоритма адаптации модели CRMs в публикации не приводится.

2.3.2. ПРИМЕР СОПОСТАВЛЕНИЯ КОЭФФИЦИЕНТОВ ВЗАИМОВЛИЯНИЯ СКВАЖИН, РАССЧИТАННЫХ ПО ЛИНИЯМ ТОКА И ПО МОДЕЛИ CRM

Рассмотрим синтетическую модель, состоящую из двух добывающих и двух нагнетательных скважин. Расстановка скважин представлена на рис. 24. Поля пористости и проницаемости однородные, 0,18 д. ед. и 20 мД соответственно. Мощность пласта составляет 5 метров. Использовалась модель «цветных жидкостей», для которых функции относительных фазовых проницаемостей линейные, вязкости воды и нефти равны 1 сПз.

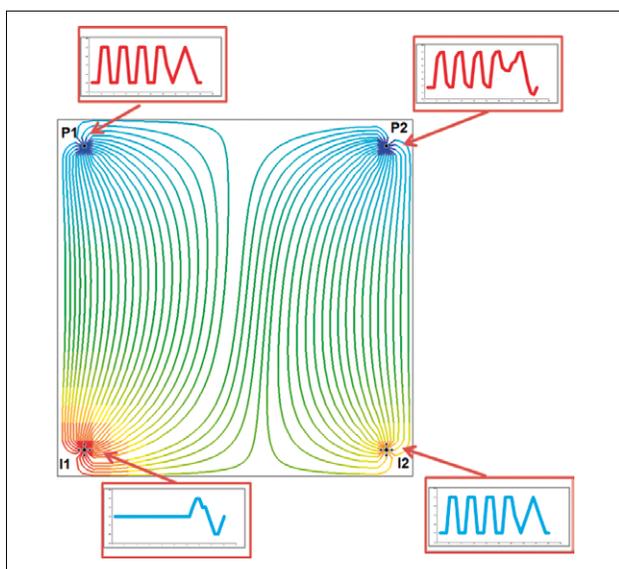


Рис. 24. Схема расстановки скважин, распределение линий тока

На добывающих скважинах поддерживалось постоянное забойное давление 160 атм. Нагнетательные скважины регулировались по приемистостям (рис. 25), динамики которых были подобраны таким образом, чтобы исключить влияние I2 на P1 по линиям тока. На I1 задавалась постоянная приемистость 210 м³/сут. На I2 задавалась нестационарная закачка, динамика приемистости I2 представлена на рис. 24. Скважина I1 создает

повышенное пластовое давление, в результате чего линии тока от скважины I2 не доходят до скважины P1. На рис. 24 показано распределение линий тока в пласте, цвет линий соответствует величинам пластового давления.

В результате расчета на гидродинамическом симуляторе были получены следующие динамики дебитов жидкости (рис. 26) и накопленные коэффициенты взаимовлияния по линиям тока (таб. 12).

Таб. 12. Накопленные коэффициенты взаимовлияния на основе линий тока

| | I1 | I2 |
|-----------|-----------|-----------|
| P1 | 0,8 | 0,0 |
| P2 | 0,2 | 1,0 |

Несмотря на отсутствие связи по линиям тока между скважинами I2 и P1, дебит жидкости скважины P1 реагирует на пульсацию приемистости скважины I2 (рис. 26). Поскольку для добывающих скважин забойное давление и коэффициент продуктивности постоянны, изменение дебита жидкости может быть связано только с изменением пластового давления в окрестности скважины. На рис. 26 представлена динамика среднего пластового давления в ячейках, в которых расположены добывающие скважины. Рост пластового давления в области добывающей скважины можно объяснить увеличением объема жидкости от нагнетательных скважин. С учетом того, что на I1 поддерживается постоянная приемистость, увеличение скорости потока жидкости означает рост влияния I1 на P1, что подтверждает динамика коэффициентов взаимовлияния по линиям тока (рис. 26).

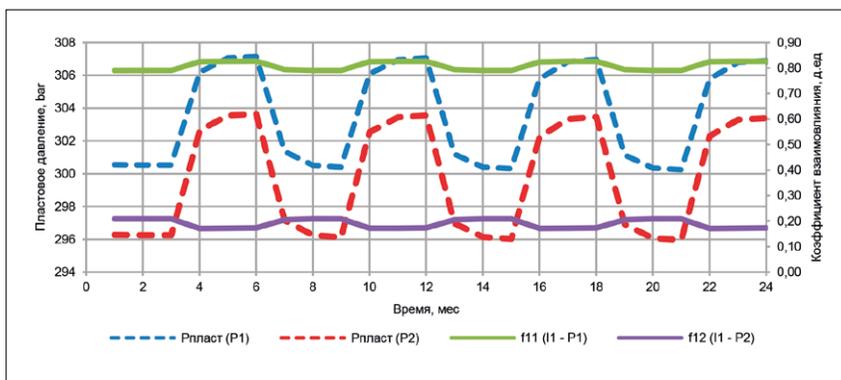


Рис. 25. Динамика коэффициента влияния скважины I2 на скважины P1 и P2

Таким образом, изменение приемистости нагнетательной скважины I2 приводит к изменению пластового давления, что в свою очередь приводит к перераспределению потоков жидкости в коллекторе.

В таб. 13 представлены коэффициенты взаимовлияния по CRM для рассмотренной задачи. На рис. 26 дается сопоставление динамик дебита жидкости, полученного на симуляторе и на модели CRM, причем интервал настройки модели составляет 24 месяца, а оставшийся промежуток времени – это интервал прогноза. Как видно, имеет место соответствие между приемистостью скважины I2 и дебитом жидкости скважины P1. Коэффициенты взаимовлияния настраиваются таким образом, что скважина I2 оказывает влияние и на скважину P1, и на скважину P2. Закачка от скважины I1 распределяется между обеими добывающими скважинами.

Таб. 13. Постоянная времени и коэффициенты взаимовлияния, полученные по CRM

| | I1 | I2 |
|----|------|------|
| P1 | 0,53 | 0,47 |
| P2 | 0,47 | 0,53 |

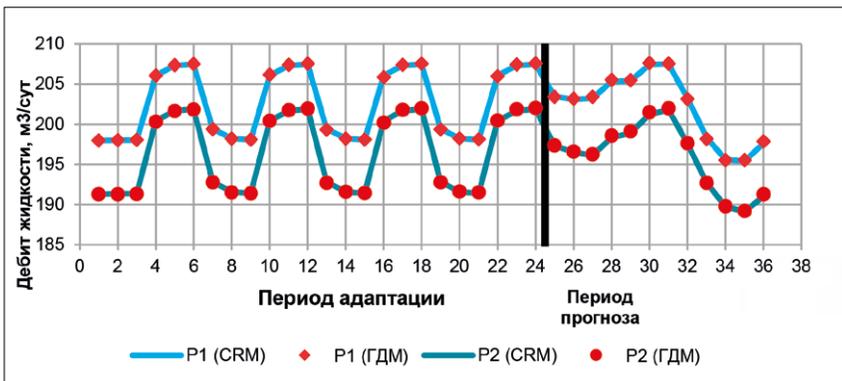


Рис. 26. Сопоставление дебита жидкости по гидродинамической модели и по CRM для скважин P1 и P2

Из таблиц (таб. 12-13) видно, что коэффициенты взаимовлияния по линиям тока и по CRM не совпадают. При этом модель CRM с высокой точностью повторяет динамику дебита жидкости не только на периоде адаптации, но и на периоде прогноза. Отсюда следует вывод, что в модели CRM допустимы перекрестные влияния, что невозможно в модели линий тока. Как было сказано выше, изменение дебита жидкости P1 происходит из-за постоянного перераспределения доли закачки скважины П1 между добывающими скважинами. Перераспределение вызвано нестационарной работой второй нагнетательной скважины. Таким образом, нагнетательная скважина оказывает влияние не только на добывающие, но и на другие нагнетательные скважины.

Для того чтобы исследовать возможность влияния нагнетательной скважины на удаленные добывающие скважины, была рассмотрена другая синтетическая модель, состоящая из 5 добывающих и 4 нагнетательных скважин. Добывающие скважины работают с постоянным забойным давлением. На скважинах П1, П2, П4 задавалась постоянная приемистость, на скважине П3 задавалась циклическая закачка (рис. 28). Геологические параметры и модель флюидов такие же, как в предыдущей модели. Распределение линий тока можно увидеть на рис. 27. На рис. 29 представлена динамика дебита жидкости для всех скважин.

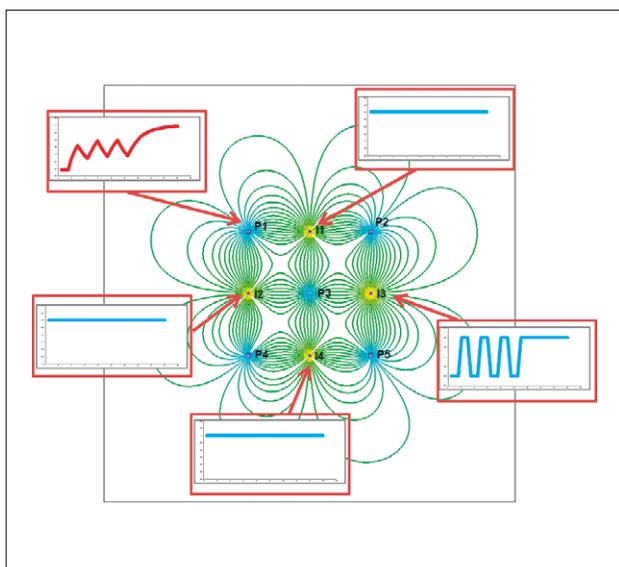


Рис. 27. Схема расстановки скважин, распределение линий тока

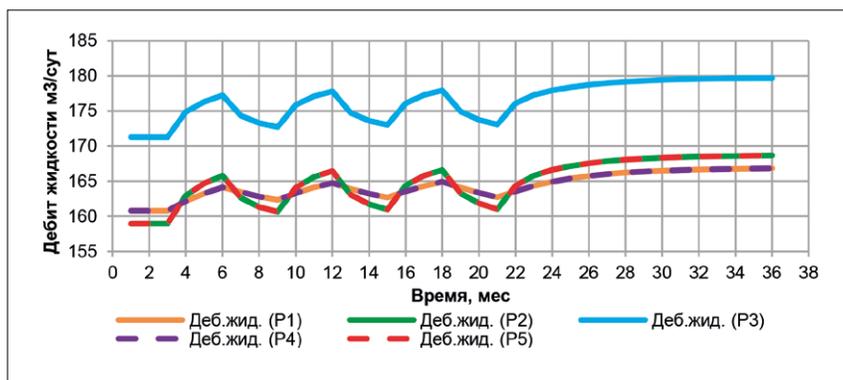


Рис. 28. Динамика дебита жидкости

Как видно из графиков, добывающие скважины P1 и P4 реагируют на изменение приемистости скважины I3, несмотря на то, что по линиям тока скважины не связаны. Этот эффект также связан с влиянием непостоянной приемистости на пластовое давление

в пласте. В результате изменения пластового давления происходит перераспределение потоков флюидов в коллекторе, что сказывается на дебитах жидкости добывающих скважин.

Влияние скважины с нестационарной приемистостью передается через пластовое давление. В результате реагируют не только добывающие, но и нагнетательные скважины. Поскольку в гидродинамической модели на добывающих скважинах задается постоянное забойное давление, реакция проявляется в изменении дебита жидкости. Реакция нагнетательных скважин проявляется в изменении забойного давления.

С учетом (2.3.14) можно представить уравнение для дебита жидкости как

$$q_j(t_n) = q_j(t_0)e^{-\frac{t_n-t_0}{\tau_j}} + \sum_{k=1}^n \left[\left(\sum_{i=1}^{N_I} (T_{ij} \Delta P_{ij}) - J_j \tau_j \frac{\Delta p_j^k}{\Delta t_k} \right) e^{-\frac{t_n-t_k}{\tau_j}} \left(1 - e^{-\frac{t_k-t_{k-1}}{\tau_j}} \right) \right], \quad (2.3.15)$$

где ΔP_{ij} – разница между забойными давлениями i -й нагнетательной скважины и j -й добывающей. В рассматриваемой модели используется модель цветных жидкостей, значит вязкость жидкости постоянная, следовательно, параметр T_{ij} не зависит от режимов работы скважин и постоянен во времени.

Коэффициенты f_{ij} по линиям тока, как показало исследование, меняются во времени и влекут за собой изменение дебитов жидкости. Следовательно, можно модифицировать модель CRM внедрением динамических коэффициентов взаимовлияния. Так как приемистость I_3 задается циклически, а приемистости других скважин постоянны, можно настраивать коэффициенты взаимовлияния не на каждом временном шаге, а отдельно на интервалах, когда приемистость I_3 держится $190 \text{ м}^3/\text{сут}$, и – $230 \text{ м}^3/\text{сут}$. При непостоянном забойном давлении на добывающих скважинах число управляющих параметров в (8) равняется $(N_{inj} + 2) N_{prod}$. В случае ввода динамических коэффициентов взаимовлияния количество управляющих параметров возрастает до $(N_{inj} N_t + 2) N_{prod}$. Где N_{inj} – количество нагнетательных скважин,

N_{prod} – количество добывающих скважин, N_t – количество временных шагов.

Таким образом, были рассмотрены четыре варианта настройки модели CRM:

1. Настройка с постоянными коэффициентами f_{ij} с наложением ограничений на связи по линиям тока.
2. Настройка с постоянными коэффициентами f_{ij} без наложения ограничений на связи по линиям тока для скважин I3–P1, I3–P4.
3. Настройка с динамическими коэффициентами f_{ij} с наложением ограничений на связи по линиям тока.
4. Настройка с коэффициентами взаимной проводимости T_{ij} с наложением ограничений на связи по линиям тока.

Так как забойное давление всех добывающих скважин одинаковое и приемистости скважин I2, I4 равны, можно провести ось симметрии через ряд скважин I2–P3–I3. Тогда пары скважин P1–P4 и P2–P5 ведут себя одинаково, что видно на рис. 29. Интерес представляют скважины P1 и P4, так как они не связаны по линиям тока со скважиной I3, но при этом реагируют на изменение приемистости. Далее будем рассматривать только скважину P1.

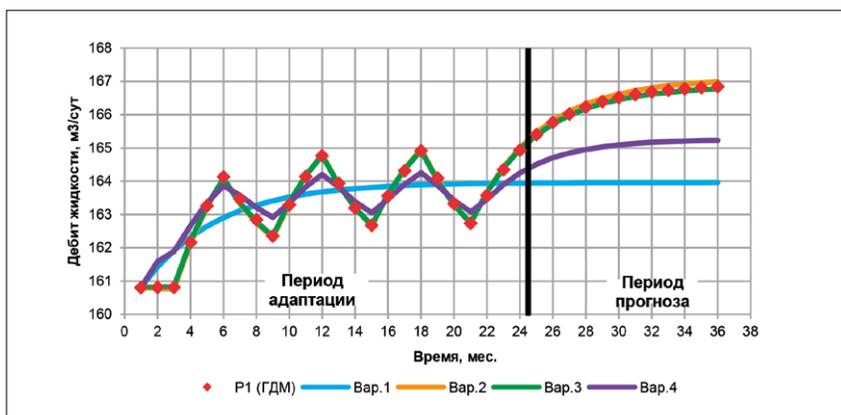


Рис. 29. Сопоставление дебита жидкости по гидродинамической модели и по CRM с настройкой коэффициентов взаимной проводимости для скважины P1 с ограничением на связь между скважинами I3–P1

На рис. 29 представлена динамика дебита жидкости для скважины P1 для всех вариантов настройки модели CRM. В таб. 14 представлены невязки между фактическими и модельными дебитами жидкости на интервале прогноза, посчитанные по формуле (2.3.16):

$$\varepsilon = \frac{100\%}{N_t} \sum_{t=1}^{N_t} \left| \frac{q_t^f - q_t^m}{q_t^f} \right|, \quad (2.3.16)$$

где N_t – количество временных шагов на интервале прогноза, q_t^f – фактический дебит жидкости, q_t^m – модельный дебит жидкости.

Таб. 14. Невязка для четырех вариантов настройки модели CRM

| | P1, % | P2, % | P3, % | P4, % | P5, % | Средняя ошибка, % |
|----------|-------|-------|-------|-------|-------|----------------------|
| 1 | 1,47 | 2,70 | 0,23 | 1,47 | 0,19 | 1,21 |
| 2 | 0,06 | 0,16 | 0,20 | 0,06 | 0,16 | 0,13 |
| 3 | 0,04 | 0,41 | 0,41 | 0,04 | 0,41 | 0,26 |
| 4 | 0,85 | 0,45 | 0,29 | 0,86 | 0,25 | 0,54 |

Поскольку считается, что на скважины P1 и P4 действуют только нагнетательные скважины с постоянной приемистостью, при этом забойное давление на добывающих скважинах поддерживается постоянным, по формуле (E8) невозможно повторить циклическое изменение дебита жидкости, что видно из рис. 29 (Var. 1). Дебит жидкости для скважины P1 по модели CRM настраивается на некое среднее значение, при этом наблюдается расхождение на прогнозном интервале.

Формула (2.3.15), учитывающая изменение разницы забойного давления между нагнетательными и добывающими скважинами, позволяет получить более качественную настройку модели с учетом ограничения на связанность между скважинами. На рис. 29 видно, что переход от коэффициентов взаимовлияния к коэффициентам взаимной проводимости позволил с большей точностью настроить модель с учетом ограничений на связи между скважинами, как на периоде адаптации, так и на периоде прогноза.

Лучшими вариантами настройки оказались вариант без учета ограничений на связанность скважин и вариант с использованием динамических коэффициентов взаимовлияния. Как было показано выше, изменение режима работы нагнетательной скважины приводит к изменению коэффициентов взаимовлияния по линиям тока. Таким образом, динамические коэффициенты наиболее схожи в физическом смысле с коэффициентами на основе модели линий тока. Однако у модели с динамическими коэффициентами есть серьезный недостаток, а именно, значительное увеличение количества управляющих параметров, что усложняет решение обратной задачи.

Минимальная невязка для варианта, в котором отсутствуют ограничения на связанность между скважинами, подтверждает, что статические коэффициенты взаимовлияния в модели CRM описывают влияние через пластовое давление, а значит, в отличие от линий тока, нагнетательные скважины могут оказывать воздействие на удаленные добывающие скважины.

В ходе исследования выяснилось, что изменение режима работы одной нагнетательной скважины оказывает влияние не только на добывающие, но и на другие нагнетательные скважины, что проявляется в перераспределении линий тока в пласте. В результате экспериментов видно, что CRM позволяет с высокой точностью повторить динамику дебита жидкости как на периоде адаптации, так и на периоде прогноза. При этом в модели CRM определяются взаимодействия между скважинами, не связанные линиями тока. Ограничение на такие связи приводит к снижению качества настройки. Объясняется этот эффект различием в физическом смысле коэффициентов взаимовлияния по модели линий тока и по CRM. Модель линий тока отображает связь между теми скважинами, между которыми наблюдается поток жидкости, в то время как CRM улавливает влияние через пластовое давление. Таким образом, в модели CRM возможны, не очевидные на первый взгляд, перекрестные влияния и связи между далеко расположенными друг от друга скважинами. Сопоставление CRM с методом линий тока корректнее проводить с динамическими коэффициентами взаимовлияний, однако ввод динамических коэффициентов усложняет решение обратной задачи.

2.4. ПРОГНОСТИЧЕСКАЯ СПОСОБНОСТЬ МОДЕЛИ CRM В СРАВНЕНИИ С ГДМ

Определение прогностических свойств аналитической модели является одним из важных моментов. Сравнение модели CRM проводилось с гидродинамическими моделями, созданными в симуляторе tNavigator.

Основная концепция исследования заключалась в следующем: создавалось 10 эталонных ГДМ, отличающихся друг от друга локальными разломами и расположением высоко- или низкопроницаемых линз. При этом во всех моделях ГДМ фоновое поле проницаемости удовлетворяло нормальному закону распределения и было одинаковым. Количество и назначение скважин также одинаковы и размещены по 5-точечной системе с шагом 500 м. Пример двух моделей приведен на рис. 30. В ГДМ на внешней границе пласта задавались граничные условия, соответствующие отсутствию притока. Для расчетов задавались динамики приемистости в противофазе для нагнетательных скважин (рис. 31) и постоянные забойные давления для добывающих скважин.

Также создавались 10 тестируемых ГДМ, где фоновое поле проницаемости было подобно эталонным моделям, но не были заданы разломы и локальные изменения проницаемости. Задача состояла в настройке тестовых ГДМ с помощью изменения продуктивности скважин теми или иными методами и получения близкой с эталонными динамики приемистости и дебитов жидкости. Модели CRM так же настраивались на 10 эталонных ГДМ.

В рассматриваемой задаче используется расчет только по жидкости. Такая постановка позволяет с одной стороны исключить фактор особенностей моделирования двухфазной фильтрации в CRM, а с другой – сконцентрироваться на изучении прогностической способности моделей исходя только из представлений о строении пласта.

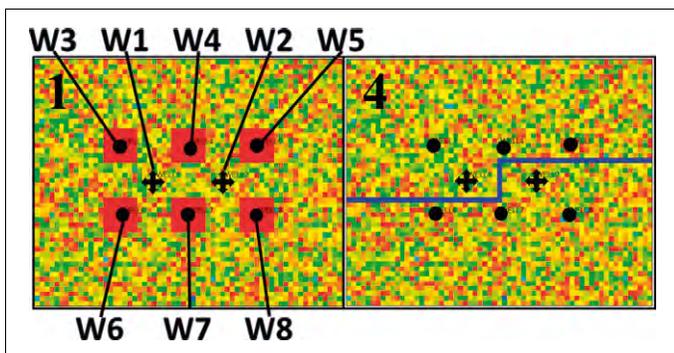


Рис. 30. Поля проницаемости «эталонных» моделей 1 и 4

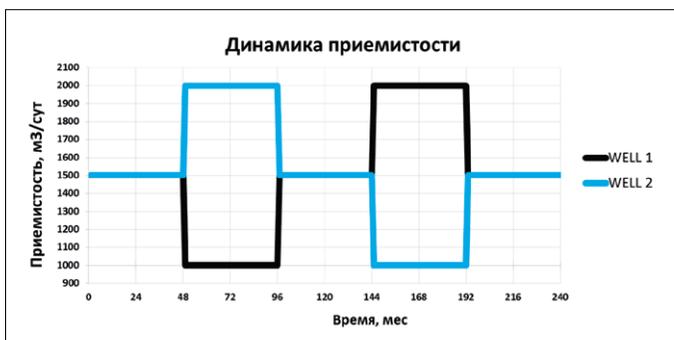


Рис. 31. Динамика приемистости

Оценка качества адаптации CRM проводилась по тем же критериям, что и для тестовых ГДМ, и в таб. 15 представлено сравнение результатов адаптации тестовых ГДМ и CRM по скважинам для каждой из десяти существующих эталонных моделей. Видно, что качество адаптации модели CRM значительно превышает качество адаптации ГДМ. Все скважины в CRM «улавливают» сигнал или совокупность сигналов от нагнетательных скважин.

Таб. 15. Невязки добычи адаптированных ГДМ и CRM

| Скв. | Невязка добычи, % | | | | | | | | | |
|------------|---------------------|-----|------|------|------|------|------|------|-----|------|
| | Тестовая модель ГДМ | | | | | | | | | |
| | M1 | M2 | M3 | M4 | M5 | M6 | M7 | M8 | M9 | M10 |
| 3 | 0,6 | 1,9 | 14,3 | 10,0 | 6,8 | 6,9 | 10,0 | 10,1 | 3,4 | 1,2 |
| 4 | 0,1 | 0,5 | 15,2 | 16,4 | 4,2 | 4,3 | 15,6 | 14,6 | 0,2 | 0,3 |
| 5 | 0,1 | 2,3 | 13,3 | 32,5 | 10,9 | 9,5 | 14,0 | 13,8 | 5,3 | 13,5 |
| 6 | 1,5 | 3,8 | 13,9 | 36,3 | 11,1 | 11,4 | 17,0 | 24,3 | 4,6 | 14,5 |
| 7 | 0,1 | 0,4 | 12,5 | 12,2 | 3,3 | 3,5 | 13,7 | 13,0 | 0,1 | 0,4 |
| 8 | 0,2 | 2,0 | 21,2 | 11,2 | 8,3 | 8,5 | 12,0 | 11,1 | 2,6 | 1,8 |
| All | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| Модель CRM | | | | | | | | | | |
| 3 | 0,1 | 0,1 | 0,1 | 0,1 | 0,1 | 0,1 | 0,1 | 0,1 | 0,1 | 0,1 |
| 4 | 0,1 | 0,1 | 0,1 | 0,2 | 0,0 | 0,0 | 0,3 | 0,1 | 0,1 | 0,1 |
| 5 | 0,0 | 0,1 | 3,1 | 9,4 | 0,1 | 0,1 | 3,6 | 3,7 | 0,1 | 0,1 |
| 6 | 0,0 | 0,1 | 3,9 | 12,1 | 0,1 | 0,1 | 5,2 | 13,1 | 0,1 | 0,1 |
| 7 | 0,1 | 0,1 | 0,1 | 0,1 | 0,0 | 0,0 | 0,1 | 0,1 | 0,1 | 0,1 |
| 8 | 0,1 | 0,1 | 0,8 | 0,4 | 0,1 | 0,1 | 0,1 | 0,1 | 0,1 | 0,1 |
| All | 0,1 | 0,1 | 1,3 | 3,7 | 0,1 | 0,1 | 1,6 | 2,9 | 0,1 | 0,1 |

Таб. 16. Невязка прогнозной добычи скважин ГДМ и CRM

| Скв. | Невязка добычи, % | | | | | | | | | |
|------------|---------------------|-----|------|------|------|------|------|------|-----|------|
| | Тестовая модель ГДМ | | | | | | | | | |
| | M1 | M2 | M3 | M4 | M5 | M6 | M7 | M8 | M9 | M10 |
| 3 | 0,5 | 2,0 | 16,9 | 13,0 | 8,5 | 8,7 | 12,2 | 13,2 | 4,1 | 1,2 |
| 4 | 0,1 | 0,4 | 17,7 | 20,7 | 5,2 | 5,5 | 20,7 | 16,9 | 0,2 | 0,3 |
| 5 | 0,1 | 2,8 | 15,3 | 43,9 | 11,8 | 11,0 | 16,1 | 15,8 | 5,9 | 17,1 |
| 6 | 1,4 | 4,4 | 18,4 | 40,2 | 13,2 | 14,5 | 22,5 | 32,5 | 5,7 | 16,5 |
| 7 | 0,1 | 0,4 | 16,3 | 14,4 | 3,9 | 4,3 | 15,5 | 17,2 | 0,1 | 0,4 |
| 8 | 0,2 | 2,3 | 27,9 | 13,0 | 9,2 | 9,8 | 13,8 | 12,8 | 3,1 | 1,7 |
| All | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| Модель CRM | | | | | | | | | | |
| 3 | 0,3 | 0,2 | 0,8 | 1,0 | 0,7 | 0,7 | 0,9 | 1,0 | 0,4 | 0,3 |
| 4 | 0,1 | 0,1 | 1,1 | 1,2 | 0,3 | 0,3 | 1,4 | 1,0 | 0,1 | 0,1 |
| 5 | 0,4 | 0,2 | 4,0 | 11,8 | 0,9 | 0,9 | 4,9 | 4,9 | 0,6 | 0,5 |
| 6 | 0,4 | 0,2 | 5,3 | 13,9 | 1,0 | 1,0 | 7,0 | 15,8 | 0,7 | 0,5 |
| 7 | 0,1 | 0,1 | 0,9 | 0,9 | 0,2 | 0,2 | 0,9 | 1,0 | 0,1 | 0,1 |
| 8 | 0,3 | 0,2 | 1,9 | 1,5 | 0,8 | 0,8 | 1,0 | 1,0 | 0,5 | 0,3 |
| All | 0,1 | 0,1 | 0,4 | 0,7 | 0,1 | 0,1 | 0,5 | 0,6 | 0,1 | 0,1 |

Оценка прогностической способности тестовых ГДМ и CRM проводилась по методу ретроспективного теста и приведена в таб. 16. Относительно высокая степень несоответствия прогнозных расчетов тестовых и эталонных ГДМ обуславливается тем, что мы фактически не знаем реальной геологии межскважинного пространства и пытаемся теми или иными способами настроить модель, в том числе локальными множителями и т.п. Но геология может быть настолько сложна и, на первый взгляд, плохо представима, что знать ее нам и не всегда обязательно. Достаточно иметь инструмент, который эту неизвестную геологию позволяет настроить и правильно спрогнозировать. И одним из таких инструментов может быть как раз модель CRM.

Так как тестируемые ГДМ не имеют разломов, то наблюдается высокое влияние интерференции, которое приводит иногда к полной инверсии динамик дебита, как это показано на рис. 32.

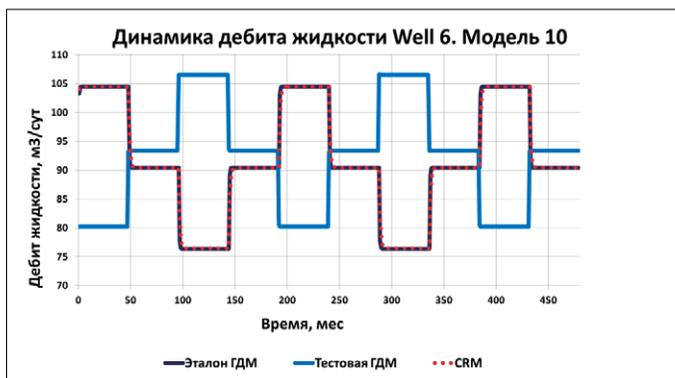


Рис. 32. График сравнения прогнозных дебитов жидкости

Также было проведено сопоставление значений коэффициентов взаимовлияния скважин, полученных в результате расчета модели CRM и эталонных ГДМ. На рис. 33 показаны некоторые диаграммы коэффициентов взаимовлияния. Соответствие значений коэффициентов наблюдается только для моделей с протяженными разломами (3, 4, 7, 8). Во всех остальных случаях расхождение значений настолько значительно, что можно говорить об их несоответствии на качественном уровне и, как следствие, о неприемлемом качестве адаптации моделей.

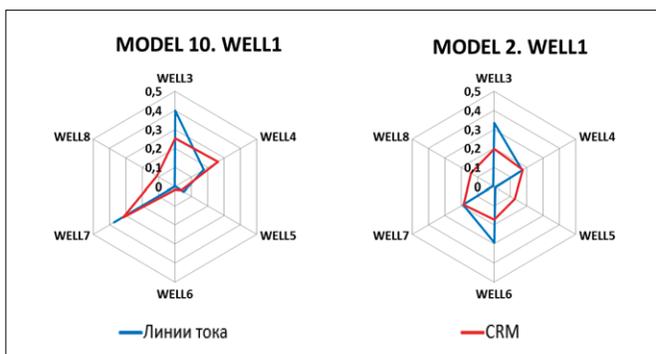


Рис. 33. Диаграммы коэффициентов влияния скважин

Но предположим, что при идеальном случае адаптации CRM коэффициенты взаимовлияния, вычисленные на основе линий тока и из расчета модели CRM, должны быть равными. В целях проверки данного предположения были проведены прогнозные расчеты CRM со значениями коэффициентов взаимовлияния, полученных из эталонных ГДМ (таб. 17).

Таб. 17. Невязка прогнозной добычи модели CRM с различными источниками значений коэффициентов взаимовлияния скважин

| Скв. | Невязка добычи, % | | | | | | | | | |
|------------|---------------------|------|-----|------|-----|-----|-----|------|------|------|
| | Тестовая модель ГДМ | | | | | | | | | |
| | M1 | M2 | M3 | M4 | M5 | M6 | M7 | M8 | M9 | M10 |
| 3 | 11,6 | 13,7 | 4,4 | 3,0 | 6,9 | 7,4 | 4,2 | 2,5 | 10,5 | 13,0 |
| 4 | 1,5 | 0,4 | 1,1 | 1,2 | 4,3 | 1,8 | 1,4 | 2,1 | 0,5 | 5,4 |
| 5 | 10,2 | 13,4 | 3,5 | 10,5 | 3,0 | 3,3 | 4,3 | 4,3 | 6,7 | 9,6 |
| 6 | 10,4 | 13,8 | 4,8 | 11,1 | 2,9 | 2,3 | 6,4 | 14,2 | 6,8 | 9,1 |
| 7 | 0,5 | 0,4 | 4,0 | 3,6 | 1,8 | 1,6 | 3,2 | 2,6 | 0,5 | 3,1 |
| 8 | 11,4 | 13,7 | 1,8 | 1,4 | 5,4 | 5,4 | 1,0 | 2,0 | 8,8 | 11,9 |
| All | 0,4 | 0,3 | 0,0 | 0,0 | 0,1 | 0,1 | 0,0 | 0,0 | 0,5 | 0,2 |
| Модель CRM | | | | | | | | | | |
| 3 | 0,3 | 0,2 | 0,8 | 1,0 | 0,7 | 0,7 | 0,9 | 1,0 | 0,4 | 0,3 |
| 4 | 0,1 | 0,1 | 1,1 | 1,2 | 0,3 | 0,3 | 1,4 | 1,0 | 0,1 | 0,1 |
| 5 | 0,4 | 0,2 | 4,0 | 11,8 | 0,9 | 0,9 | 4,9 | 4,9 | 0,6 | 0,5 |
| 6 | 0,4 | 0,2 | 5,3 | 13,9 | 1,0 | 1,0 | 7,0 | 15,8 | 0,7 | 0,5 |
| 7 | 0,1 | 0,1 | 0,9 | 0,9 | 0,2 | 0,2 | 0,9 | 1,0 | 0,1 | 0,1 |
| 8 | 0,3 | 0,2 | 1,9 | 1,5 | 0,8 | 0,8 | 1,0 | 1,0 | 0,5 | 0,3 |
| All | 0,1 | 0,1 | 0,4 | 0,7 | 0,1 | 0,1 | 0,5 | 0,6 | 0,1 | 0,1 |

Как оказалось, при данной постановке наблюдается существенное ухудшение качества прогноза модели CRM (рис. 34). Например, в случае модели 2, для всех скважин наблюдается относительно высокое различие амплитуд скачков дебита жидкости, а скважина 4 вовсе получила инверсированный сигнал, что может служить эмпирическим доказательством некорректности подхода оценки качества адаптации на основе сравнения значений коэффициентов влияния скважин, полученных на основе линий тока и модели CRM, а также различия их физического смысла.

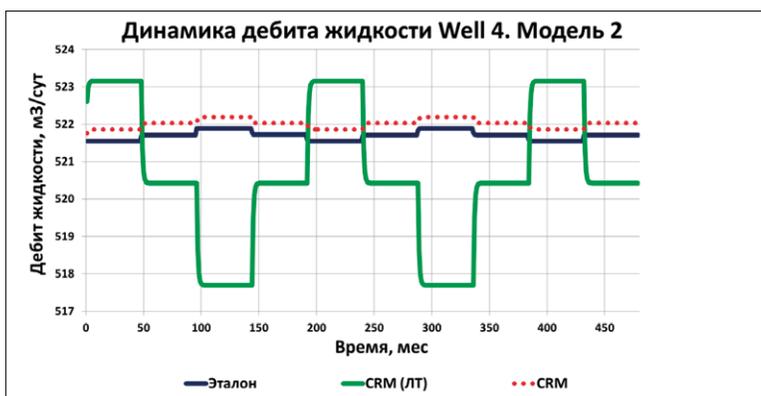


Рис. 34. График сравнения прогнозных дебитов жидкости при различных источниках значений коэффициентов взаимовлияния скважин

Предполагается, что коэффициенты взаимовлияния скважин в модели CRM несут в себе отражение влияния на добывающую скважину изменения пластового давления, вызванного изменением приемистости нагнетательной скважины [70], в то время как линии тока отражают только перенос флюида. Также необходимо отметить, что речь в данном случае идет о накопленных (рассчитанных на основании всего периода работы скважин) коэффициентах взаимовлияния, когда текущие коэффициенты могут и отличаться в зависимости от изменения и фаз закачки.

Для достижения объективности в охвате полученной картины результатов исследования были построены гистограммы, отра-

жающие значения средней суммарной невязки дебитов жидкости скважин для всех прогнозных расчетов моделей (рис. 35). Из рисунка видно, что во всех случаях прогностические качества CRM значительно превосходят прогностические качества ГДМ. Отсутствие возможности пересмотра и корректировки заведомо некорректных данных о свойствах межскважинного пространства объекта критично сказалось на качестве ГДМ. Главным преимуществом аналитической модели при данной постановке задачи выступила ее независимость от данных геологического строения объектов.

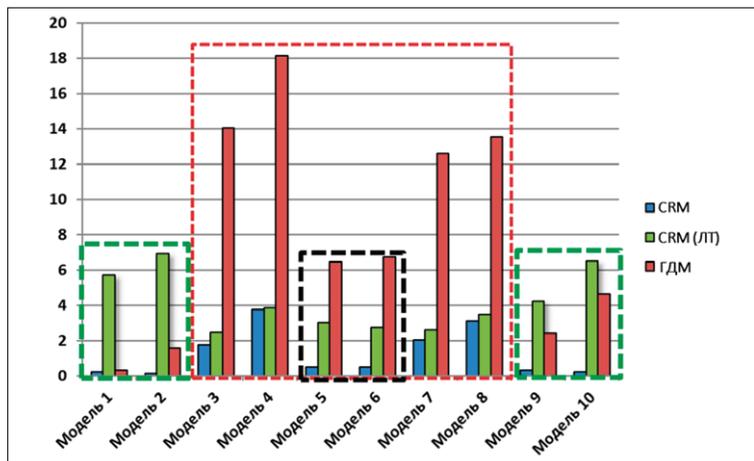


Рис. 35. Гистограмма сравнения значений средней суммарной невязки дебитов жидкости скважин прогнозных расчетов моделей

По результатам проведенных исследований можно сделать вывод, что модель CRM с высокой степенью точности может давать прогнозы динамики дебита жидкости добывающих скважин при условии корректности исходных данных дебитов и преимуществ исследуемых скважин. Это связано с тем, что в отличие от ГДМ, CRM не нуждается в использовании представлений о строении объекта моделирования и о распространении свойств в межскважинном пространстве. Более того, учитывая время, затрачиваемое на создание и расчет моделей CRM и ГДМ, можно уверенно утверждать, что применение ГДМ не всегда является рациональным.

3. ПРАКТИЧЕСКИЕ ПРИМЕРЫ ПРИМЕНЕНИЯ МОДЕЛИ CRM ДЛЯ РЕШЕНИЯ ЗАДАЧ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

3.1. ПРИМЕНЕНИЕ CRM-МОДЕЛИ ДЛЯ АНАЛИЗА ЭФФЕКТИВНОСТИ СИСТЕМЫ ЗАВОДНЕНИЯ

На поздней стадии разработки нефтяного месторождения наиболее приоритетной является задача оперативного анализа текущей системы заводнения. Анализ системы заводнения включает в себя задачи оценки объемов непроизводительной закачки, оценки эффективности работы нагнетательного фонда, расчета текущей компенсации как по элементам заводнения, так и по отдельным добывающим скважинам. В решении всех этих задач могут помочь модели CRM.

Как уже говорилось в предыдущих главах, настройка модели CRM сводится к определению ее управляющих параметров: «постоянные» времени – τ_j , коэффициенты продуктивности добывающих скважин – J_j , коэффициенты взаимовлияния – f_{ij} . Последние представляют наибольший интерес. На основе этих коэффициентов можно определять нагнетательные скважины с непроизводительной закачкой. Сумма $\sum_j f_{ij}$ характеризует долю полезной закачки для i -й скважины. Следовательно, $1 - \sum_j f_{ij}$ есть доля непроизводительной закачки, которую можно определить и в абсолютном выражении за интересующий период времени. Под непроизводительной закачкой, здесь и далее, понимается доля закачки, приходящаяся на законтурную область либо на перетоки в нецелевые пласты.

Коэффициенты взаимовлияния характеризуют долю закачки конкретной нагнетательной скважины, приходящуюся на добычу

жидкости конкретной добывающей скважины. Для анализа эффективности работы нагнетательных скважин нужно вычислить коэффициенты влияния относительно добывающих скважин.

$$f_{ji}^{prod} = \frac{f_{ij}I_i}{\sum_{i=1}^{Nl}(f_{ij}I_i)} \quad (3.1.1)$$

Для конкретной добывающей скважины произведение коэффициента f_{ji}^{prod} на дебит нефти j -й добывающей скважины определяет дебит нефти, добываемый j -й скважиной за счет закачки i -й нагнетательной скважины. Таким образом, можно интегрально оценить, сколько добывается нефти за счет работы каждой нагнетательной скважины.

$$Qoil_i = \sum_{j=1}^{Nj} f_{ji}^{prod} q_{oj}, \quad (3.1.2)$$

где q_{oj} – дебит нефти j -й добывающей скважины, f_{ji}^{prod} – коэффициент взаимовлияния относительно добывающей скважины, $Qoil_i$ – суточная добыча нефти за счет закачки i -й нагнетательной скважины.

Важным параметром для анализа системы ППД является компенсация по элементам заводнения в пластовых условиях. Компенсация рассчитывается как отношение закачиваемой жидкости в элемент заводнения к добываемой жидкости из элемента заводнения. Элементы заводнения, как правило, строятся таким образом, чтобы нагнетательные скважины были расположены в углах элемента. Для расчета объема закачиваемой жидкости необходимо знать доли закачки в элемент для каждой нагнетательной скважины. Традиционно задача решается геометрическим методом: коэффициент влияния рассчитывается пропорционально углам притоков к центрам элементов заводнения. В качестве альтернативы для более корректного расчета объема закачанной жидкости в элемент заводнения предлагается использовать коэффициенты взаимовлияния, полученные в результате настройки

CRM-модели. На рис. 36 продемонстрировано отличие результатов расчета коэффициентов взаимовлияния геометрическим методом и на основе модели CRM. Видно, что для симметричного расположения добывающих скважин относительно нагнетательной скважины по геометрическому методу получается равное влияние в каждую добывающую скважину. Использование таких коэффициентов приведет к некорректному расчету текущей компенсации.

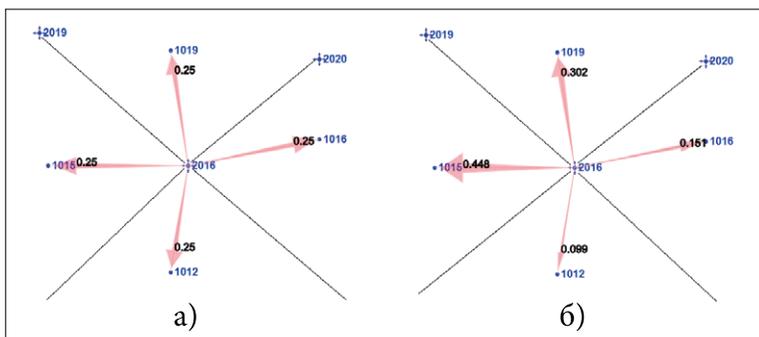


Рис. 36. Коэффициенты взаимовлияния для синтетической гидродинамической модели, рассчитанные на основе геометрического метода (а) и на основе модели CRM (б)

Следует отметить, что в модели CRM рассматривается контрольный объем с одной добывающей скважиной и группой влияющих нагнетательных скважин, а значит, компенсацию можно рассчитывать не только по элементам заводнения, но и по отдельным добывающим скважинам.

На основе распределения коэффициентов взаимовлияния можно судить о наличии непроницаемых барьеров или, наоборот, о наличии высокопроводящих каналов. Низкое значение коэффициента взаимовлияния между соседними скважинами указывает на отсутствие гидродинамической связи.

Численный эксперимент

Для подтверждения возможности определения непроницаемых барьеров с использованием

CRM-модели был поставлен численный эксперимент с использованием синтетической гидродинамической модели.

В гидродинамической модели задавались 24 добывающие скважины и 25 нагнетательных скважин. Использовалась пятиточечная схема расстановки скважин. Объект разработки состоит из одного нефтенасыщенного пласта и одного водонасыщенного пласта с акьюфером, к которому были подключены четыре нагнетательные скважины для имитации потери закачки. Абсолютная проницаемость задавалась однородной по латерали. Нефтенасыщенный пласт состоял из пяти слоев, для трех верхних слоев задавалась проницаемость 20 мД, для оставшихся двух слоев – 150 мД. Проницаемость водонасыщенного пласта составляла 100 мД. На рис. 37 отображена конфигурация непроницаемого барьера, красными кругами отмечены нагнетательные скважины, которые были подключены и к первому, и ко второму пласту.

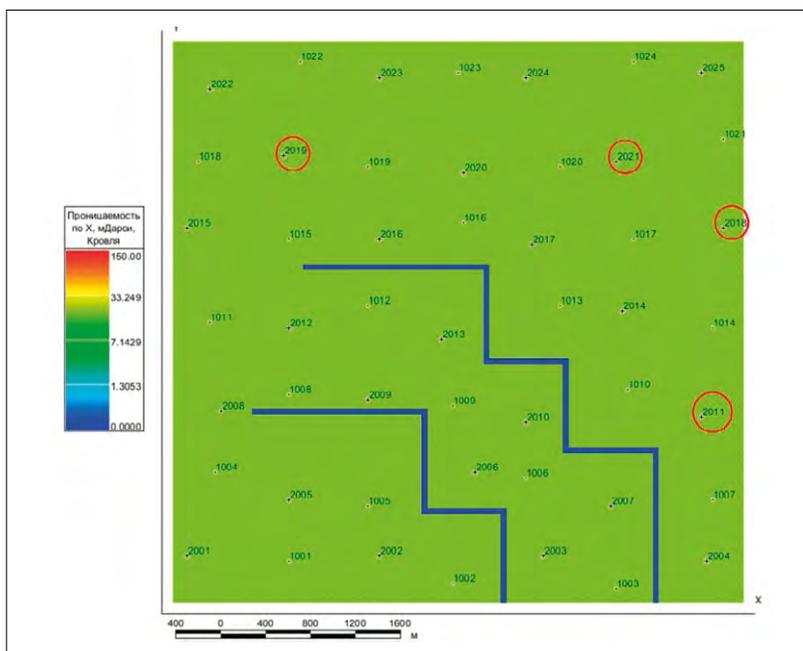


Рис. 37. Конфигурация непроницаемых барьеров в пласте (синие линии) и отображение скважин с непроизводительной закачкой (красный овал)

Распределение пористости однородное и составляет 0,18. Размер модели пласта 5000 x 5000 м, мощность нефтенасыщенного пласта 5 м, мощность водонасыщенного пласта 1 м. Размер ячеек 50 x 50 x 1 м.

На основе показателей разработки, рассчитанных на гидродинамическом симуляторе, была выполнена настройка CRM-модели. В результате было получено распределение коэффициентов взаимовлияния, представленное на рис. 38. Средняя невязка по дебиту жидкости на периоде адаптации составила 1,7%. Сопоставление дебита жидкости, полученного на гидродинамическом симуляторе, и дебита жидкости на основе CRM-модели представлено на рис. 39.

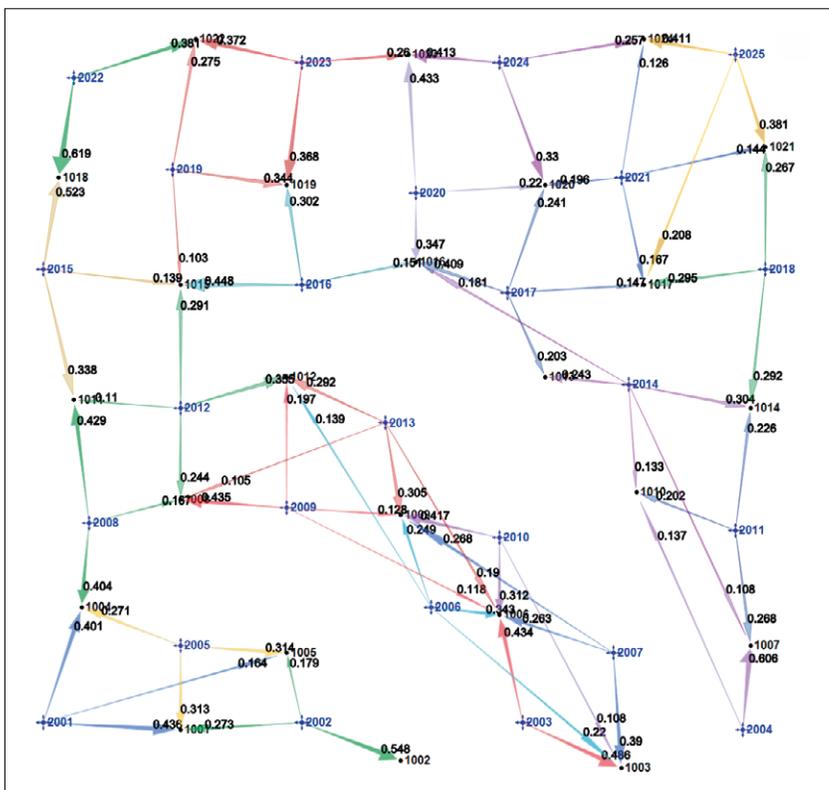


Рис. 38. Схема распределения коэффициентов взаимовлияния на основе CRM-модели

На схеме распределения коэффициентов взаимовлияния присутствуют области с отсутствием гидродинамической связи между нагнетательными и добывающими скважинами. Красными пунктирными линиями схематично выделены непроницаемые барьеры. Прослеживается общая тенденция распределения непроницаемых барьеров.

На рис. 38 присутствуют пересекающиеся влияния между скважинами. Природа таких взаимовлияний описана в статье [5]. Коэффициенты взаимовлияния на основе CRM характеризуют влияние, передаваемое через пластовое давление.

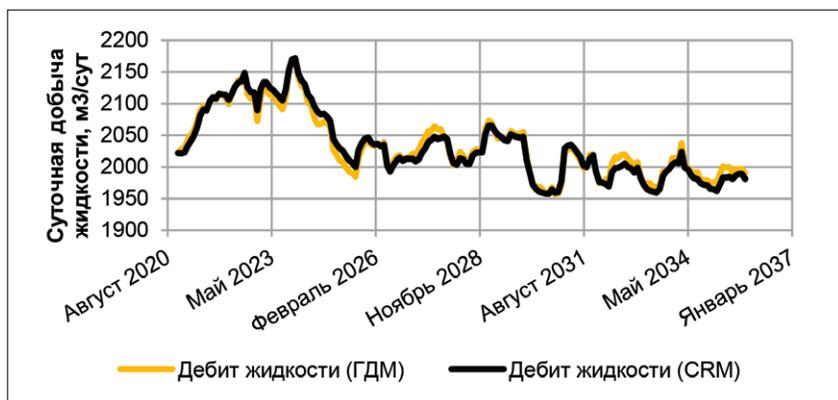


Рис. 39. Сопоставление дебита жидкости, рассчитанного на гидродинамическом симуляторе, и дебита жидкости по CRM на интервале адаптации модели

На гидродинамическом симуляторе была построена таблица дренирования на основе линий тока, в которой отражена непроизводительная закачка по всем нагнетательным скважинам. На рис. 40 отображено распределение доли потери закачки по всем нагнетательным скважинам на основе линий тока и CRM-модели.

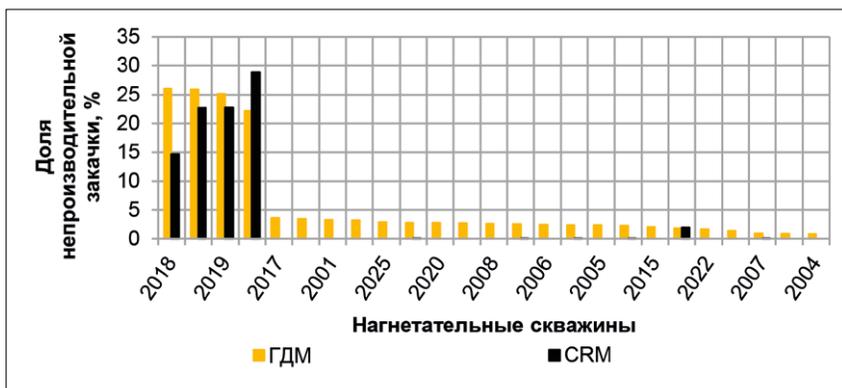


Рис. 40. Доля непроизводительной закачки по ГДМ и по CRM

Из гистограммы на рис. 40 видно, что CRM на качественном уровне позволяет определить скважины с непроизводительной закачкой. Стоит отметить, что возможна ошибка при определении абсолютных значений. Небольшие значения доли непроизводительной закачки (менее 5%) объясняются численной погрешностью.

Пример практического применения модели CRM для анализа эффективности системы заводнения

В качестве практического примера оценки эффективности заводнения на рис. 41 отображен пример анализа эффективности работы нагнетательного фонда на одном из активов Компании. На основе этого анализа были выявлены неэффективные скважины с большими потерями закачки и с низкими значениями добычи нефти. Скважины I16, I4 и I11 являются краевыми скважинами, а значит, потери закачки на этих скважинах можно объяснить уходом воды за контур ВНК.

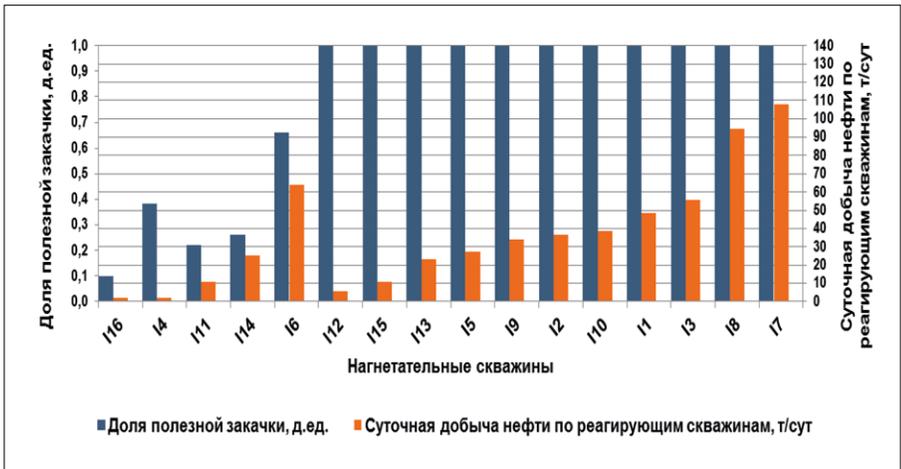


Рис. 41. Пример построения рейтинга эффективности работы нагнетательного фонда на одном из активов Компании.
 Синие столбцы – доля полезной закачки, оранжевые столбцы – суточная добыча нефти за счет работы нагнетательной скважины

Таким образом, были выявлены скважины I14 и I6, рекомендуемые для проведения промыслово-геофизических исследований, поскольку эти скважины расположены в центре залежи, и потеря закачки может быть связана с перетоком закачиваемой воды в другие пласты. Если исследования позволят выявить причину потерь закачки, то ее устранение, вероятно, приведет к росту добычи нефти. Также были отмечены наиболее эффективные нагнетательные скважины с отсутствием потерь закачки и с суточной добычей нефти за счет работы этих скважин более 40 тонн в сутки.

На рис. 42 представлена схема распределения коэффициентов взаимовлияния между скважинами. Из схемы видно отсутствие гидродинамической связи между парами скважин I9–P4 и I6–P4. Однако в данном случае сложно говорить о наличии непроницаемого барьера, поскольку требуется дополнительное изучение фильтрационно-емкостных свойств в области скважины P4 и интервалов перфорации этих скважин.

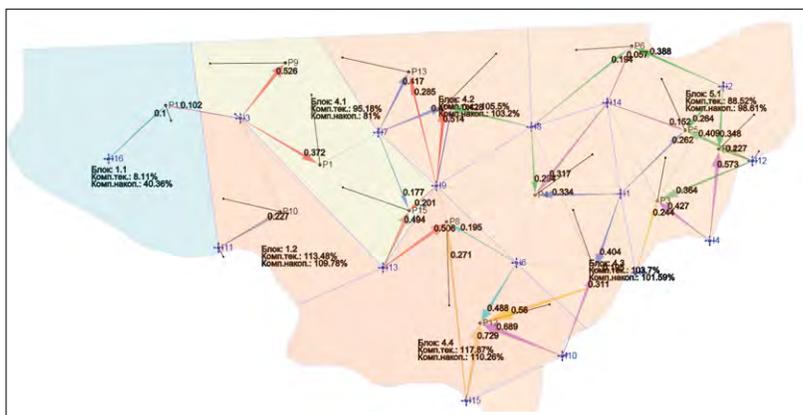


Рис. 42. Схема распределения коэффициентов взаимовлияния и отображение текущей и накопленной компенсации по элементам заводнения на участке одного из месторождений Компании

Для каждого элемента заводнения были рассчитаны текущая и накопленная компенсации. Краевой блок 1.1 содержит одну нагнетательную скважину с потерей закачки порядка 90%, в результате чего была получена низкая компенсация для этого блока.

3.2. МОДЕЛЬНАЯ ПРОРАБОТКА ОПТИМИЗАЦИИ ПРИЕМИСТОСТЕЙ

Решение прямой задачи с использованием параметров модели CRM, полученных в результате адаптации модели на фактических данных, позволяет выполнить прогноз динамики дебитов жидкости и нефти при различных вариантах приемистостей нагнетательных скважин. Для прогноза дебитов жидкости необходимо воспользоваться формулой (1.7), для дебитов нефти – формулой соответствующей модели обводненности. Для автоматизации подбора оптимальных режимов работы нагнетательных скважин формулируется целевая функция, представляющая собой зависимость накопленной добычи нефти за период прогноза от приемистостей нагнетательных скважин:

$$F = \sum_{k=1}^n \sum_{j=1}^{N_j} \varphi_j^k q_{lj} (I_1^k, I_2^k, \dots, I_{N_l}^k) \Delta t^k, \quad (3.2.1)$$

где φ_j^k – обводненность j -й скважины на k -м шаге прогноза, $q_{lj}(I_1^k, I_2^k, \dots, I_{N_l}^k)$ – прогноз дебита жидкости j -й скважины по модели CRM на k -й шаг прогноза, Δt^k – количество дней на k -м шаге прогноза. Другими словами, F – количество нефти, добываемое всеми имеющимися скважинами за прогнозный период. В качестве управляющих параметров выступают приемистости, на которые накладываются следующие ограничения:

1. Суммарная закачка по всем скважинам или по группам скважин не должна превышать заданное значение, например, среднее значение за последние полгода.
2. Минимальная закачка по скважине не ниже значения, при котором возможно замерзание воды.
3. Максимальная закачка по скважине не выше значения, при котором происходит автоГРП.

С учетом перечисленных ограничений решается обратная задача. Приемистости подбираются таким образом, чтобы

функционал достигал максимума. Подставив (1.7) в (3.2.1), можно убедиться, что целевая функция F линейно зависит от

$I_1^k, I_2^k, \dots, I_{Nl}^k$, как и перечисленные выше ограничения, а значит,

для нахождения оптимальных приемистостей можно воспользоваться симплекс-методом.

В качестве целевой функции также может выступать средняя невязка между модельной и заданной компенсацией по скважинам. В таком случае функционал может быть представлен как:

$$F = \frac{\sum_{j=1}^{Nj} (w_j - \tilde{w}_j)^2}{Nj}, \quad (3.2.2)$$

где Nj – количество добывающих скважин, \tilde{w}_j – заданная компенсация по j -й добывающей скважине, w_j – компенсация по j -й добывающей скважине, которая рассчитывается по формуле:

$$w_j = \frac{\sum_{i=1}^{Nl} f_{ij} I_i}{q_j(I_1, I_2, \dots, I_{Nl})}, \quad (3.2.3)$$

где Nl – количество нагнетательных скважин. Нетрудно убедиться, что оптимизационная задача с целевой функцией в виде (3.2.2) и перечисленными выше ограничениями может быть сведена к задаче квадратичного программирования. Более того, методы квадратичного программирования, очевидно, могут быть использованы и в том случае, если целевая функция будет представлять собой линейную комбинацию выражений (3.2.2) и (3.2.1).

Методика подбора оптимальных приемистостей была вначале протестирована на синтетической гидродинамической модели нефтяного пласта. В модели задавались 5 нагнетательных скважин и 9 добывающих скважин. Объект разработки состоит из одного нефтенасыщенного пласта. Пористость и абсолютная проницаемость задавались однородными по латерали и составляли 0,18 и 100 мД соответственно. Размер модели пласта 2500 x 2500 м,

мощность 5 м, размер ячеек 50 x 50 x 1 м. На рис. 43 представлено расположение скважин в модели и распределение нефтенасыщенности на последний временной шаг. Границы пласта в модели задавались непроницаемыми.

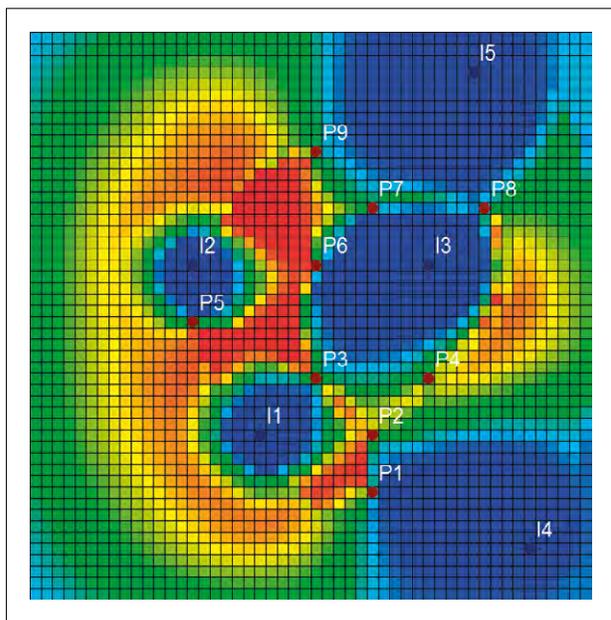


Рис. 43. Распределение нефтенасыщенности на последний временной шаг

На основе рассчитанных на гидродинамическом симуляторе дебитов жидкости была выполнена настройка CRM-модели. Средняя относительная невязка между модельными и фактическими дебитами жидкости на периоде адаптации составила 2,6%. С использованием настроенной модели CRM была решена задача оптимизации приемистостей с тремя вариантами ограничений на приемистости (рис. 44). В первом варианте задавалось требование, что суммарная приемистость не должна превышать базовую суммарную приемистость (т.е. среднюю фактическую за последние три месяца). Во втором варианте задавался прирост

суммарной приемистости не более 20% от базовой суммарной приемистости. В обоих вариантах ограничения на приемистости по отдельным скважинам составляли $\pm 20\%$ от базовой приемистости. В третьем варианте было введено такое же ограничение на суммарную приемистость, как в первом варианте, но при этом приемистость по скважинам подбиралась в диапазоне от 0 до 350 м³/сут. То есть в модели была разрешена полная остановка нагнетательных скважин.

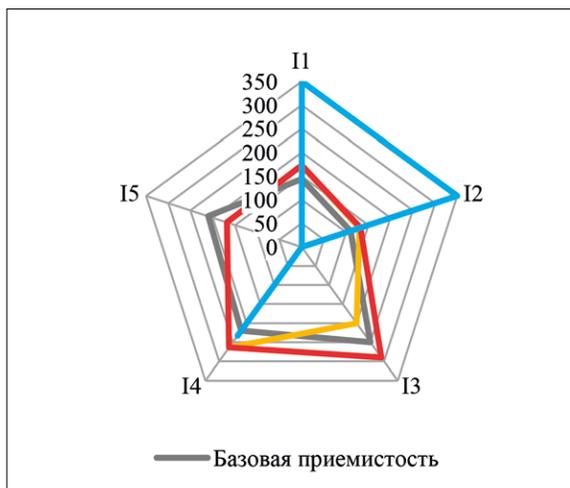


Рис. 44. Распределение базовых приемистостей и оптимизированных с учетом двух вариантов ограничений на суммарную приемистость

На рис. 44 представлено распределение базовых и оптимизированных приемистостей для трех вариантов ограничений, полученное на основе модели CRM. Видно, что наиболее приоритетными для повышения закачки являются скважины I1, I2, I4, что согласуется с распределением нефтенасыщенности (рис. 43). Увеличение приемистости на скважинах I1 и I2 приведет к более быстрому вытеснению нефти в сторону добывающих скважин. Рост приемистости на скважине I4 приведет к вытеснению целика нефти с восточной стороны пласта к скважине P8.

На основе CRM-модели и с использованием гидродинамического симулятора был рассчитан прогноз базовой добычи нефти при базовых значениях приемистости и прогнозы добычи нефти для трех вариантов распределения приемистости по нагнетательным скважинам. Прогноз был выполнен на 1 год. На рис. 45 представлена накопленная добыча нефти за прогнозный период, рассчитанная на гидродинамическом симуляторе и на основе CRM-модели.

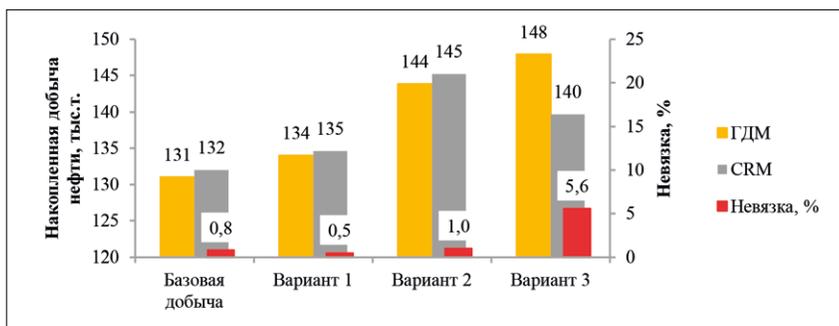


Рис. 45. Накопленная добыча нефти за прогнозный период, рассчитанная при помощи ГДМ и CRM-модели для различных вариантов распределения приемистости

Из гистограммы видно, что все варианты режимов работы нагнетательных скважин, полученные на основе CRM-модели, приводят к повышению добычи нефти. Гидродинамическое моделирование показало, что наиболее эффективными являются варианты 2 и 3, когда разрешено повышение суммарной закачки или когда заданы широкие диапазоны изменения приемистости, вплоть до остановки скважин. Таким образом, можно сказать, что результат решения задачи подбора оптимальных режимов работы нагнетательных скважин существенно зависит от ограничений на приемистости.

На рис. 45 красными столбцами отображены невязки между накопленной добычей нефти за прогнозный период, рассчитанной на гидродинамическом симуляторе и на основе

CRM-модели. Из графика видно, что при незначительных изменениях приемистости, $\pm 20\%$ от базового значения приемистости, моделью CRM с довольно высокой точностью повторяется результат моделирования на гидродинамическом симуляторе. Невязка не превышает 1%. Однако сильное изменение режимов работы нагнетательных скважин, а именно, остановки скважин и повышение приемистости практически в два раза, приводит к снижению точности прогноза. Такой эффект может быть объяснен существенным изменением фильтрационных потоков в пласте вследствие сильного изменения поля пластового давления, вызванного перераспределением закачки воды в пласт. Следовательно, при существенных изменениях режимов работы нагнетательных скважин точность прогноза по модели CRM снижается, поскольку в модели заложено допущение постоянства коэффициентов взаимовлияния.

3.3. ОПТИМИЗАЦИЯ СИСТЕМЫ ЗАВОДНЕНИЯ

Рассмотрим пример использования модели CRM для оценки взаимовлияния добывающих и нагнетательных скважин на одном из месторождений Западной Сибири.

Месторождение характеризуется существенным фондом добывающих и нагнетательных скважин, длительной историей заводнения и необходимостью оптимизации режимов нагнетания исходя из задачи максимизации добычи нефти в условиях высокой обводненности. На месторождении осуществляется площадное заводнение с низким потенциалом к усилению за счет организации новых очагов заводнения, поэтому остро стоит вопрос оперативного регулирования для снижения неэффективной закачки и максимизации/стабилизации добычи нефти.

Традиционно для решения задач регулирования закачки на данном месторождении используются три подхода: гидродинамическое моделирование, анализ технологических режимов элементов заводнения и «ручной» анализ промысловых данных. ГДМ не нашел широкого применения на практике сопровождения разработки месторождения как ввиду огромных трудозатрат на поддержание моделей в актуальном состоянии, так и ввиду сложного геологического строения месторождения, предопределяющего неопределенности в распространении фильтрационных свойств по площади, в задании проводимости разломов, в определении вовлеченности в дренирование подстилающего водоносного горизонта. Анализ технологических режимов элементов заводнения основан на геометрическом подходе оценки коэффициентов взаимовлияния. Как упоминалось выше, данный подход является самым простейшим, не учитывает хоть какое-то описание физических пластовых процессов, но применим при отсутствии в распоряжении более состоятельных подходов. «Ручной» анализ промысловых данных основан на визуальном анализе динамики показателей добывающих и нагнетательных скважин и выявлении на экспертном уровне связи скважин. Этот подход является крайне трудозатратным и субъективным. Однако этот подход приме-

ним для установления причин снижений в единичных скважинах с наибольшими потерями и формирования адресных корректирующих мероприятий. Как видно, ни один из этих подходов не является универсальным с точки зрения затрачиваемых ресурсов и качества получаемого результата. Поэтому применение модели CRM состояло не только в определении коэффициентов взаимовлияния скважин, но и в определении эффективности его применения и в определении уровня состоятельности получаемых результатов. Состоятельность результатов использования модели CRM определялась путем их сопоставления с результатами гидродинамического моделирования на участке месторождения, где строение пласта является наиболее понятным, а секторные ПДГТМ считаются достаточно надежными.

На выбранном участке реализована обращенная 7-точечная система заводнения с расстояниями между скважинами 400 м. Участок был разбит на контуры, границы которых выбирались таким образом, чтобы в каждом контуре в центре находилась нагнетательная скважина, окруженная первым и вторым рядами добывающих и нагнетательных скважин. Расчеты выполнялись со всеми ограничениями, указанными выше, с адаптацией модели на последний год истории разработки.

Особенностью расчетов является их этапность. На первом этапе выполнялись расчеты для контура 1. На втором этапе, при известных и зафиксированных коэффициентах взаимовлияния центральной нагнетательной скважины контура 1, выделяется следующий контур 2, имеющий перекрытие с контуром 1. Далее аналогичная процедура выполняется со следующими контурами, спирально покрывающими весь участок вплоть до границ рассматриваемого участка месторождения.

Всего по объекту месторождения выделено 32 крупные ячейки заводнения (рис. 46), границы которых проведены по линии нагнетательных скважин.

Для анализа выбрано 9 ячеек, наиболее привлекательных для работ с ППД. Выполнена удовлетворительная настройка модели по дебиту жидкости 226 добывающих скважин.

Параллельно по ячейкам был выполнен анализ потерь дебита нефти за последние полгода (рис. 47), анализ неэффективной закачки и дефицита закачки, а также анализ потенциальных приростов дебита нефти на примере.

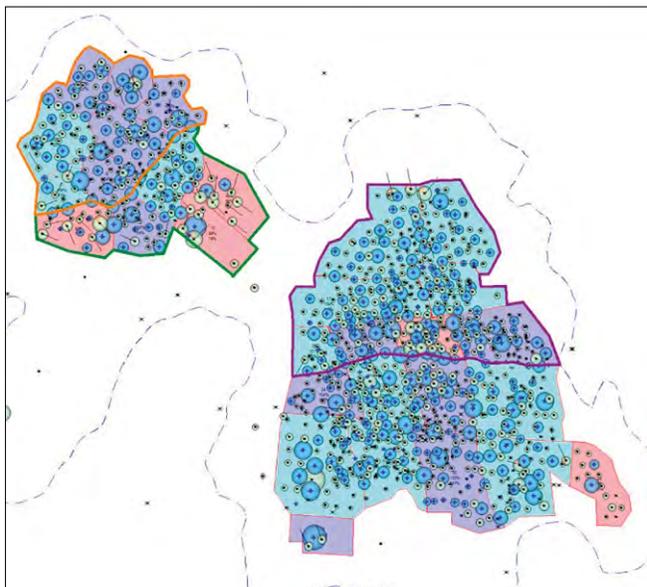


Рис. 46. Ячейки заводнения на месторождении 1

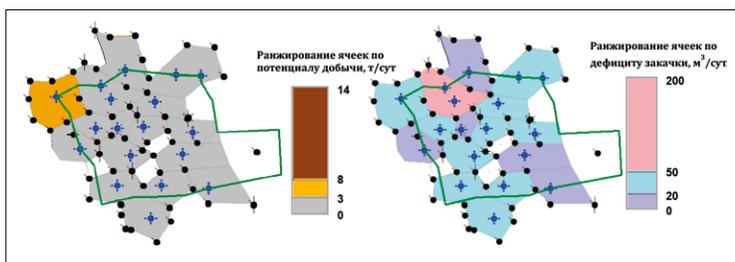
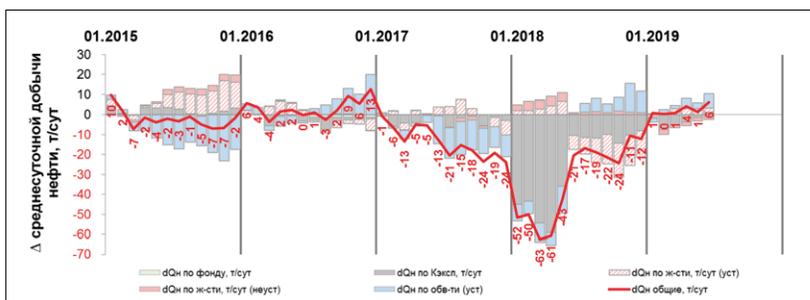


Рис. 47. Факторный анализ потерь и карты ранжирования ячейки по потенциалу добычи и дефициту закачки

Как видно из рисунка, потерь по ячейке не наблюдается, но есть небольшой потенциал в добыче.

По результатам расчетов были сформулированы два вида рекомендаций: рекомендации по скважинам с подозрением на неэффективную закачку и рекомендации по изменению режимов работы остальных нагнетательных скважин.

Расчеты в CRM говорят о наличии неэффективной закачки по скважинам (коэффициент взаимовлияния < 1). Эти расчеты согласуются с результатами ПГИ (таб. 18).

По проблемным скважинам, прежде всего, рекомендована работа с фондом, после выполнения будет рассмотрена возможность изменения режимов работы.

Таб. 18. Результаты ПГИ и рекомендации по работе с фондом

| Скважина | Рекомендации | Примечания |
|----------|--------------|--|
| Скв. 4 | ВПП/РИР | Изоляция ВК2 – интервалы добычи-закачки не соответствуют |
| Скв. 5 | ВПП/РИР | ЗКЦ 1425.0-1430.0 |
| Скв. 6 | ВПП/РИР | Отмечается уход нагнетаемой воды ниже интервала текущего забоя |

На основе полученных в CRM коэффициентов взаимовлияния выполнен расчет поскважинной компенсации и выданы рекомендации по изменению режимов работы фонда ППД для достижения целевой компенсации на уровне 120-130% (рис. 48).

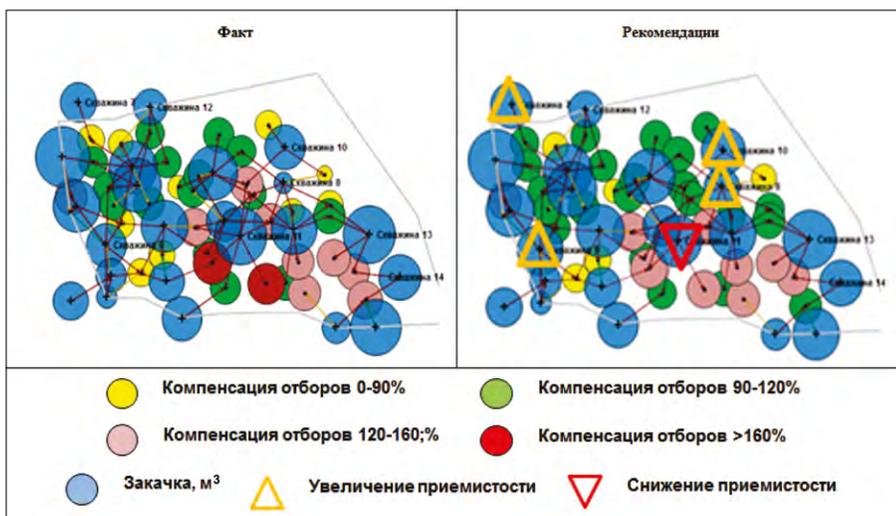


Рис. 48. Распределение поскважинной компенсации ячейки

Таким образом, в июле 2019 г. выданы рекомендации по изменению режимов работы нагнетательных скважин в количестве 28, на текущую дату выполнено 18.

Для определения прогнозной эффективности мероприятий построен тренд суточной базовой добычи нефти (рис. 49).

Реальная эффективность может зависеть не только от выполнения рекомендаций, но и от других факторов, таких как ремонт объектов инфраструктуры, остановка скважин для ГТМ и др. Для расчета «чистого» эффекта из суммарного профиля исключена добыча новых скважин и скважин с ГТМ.

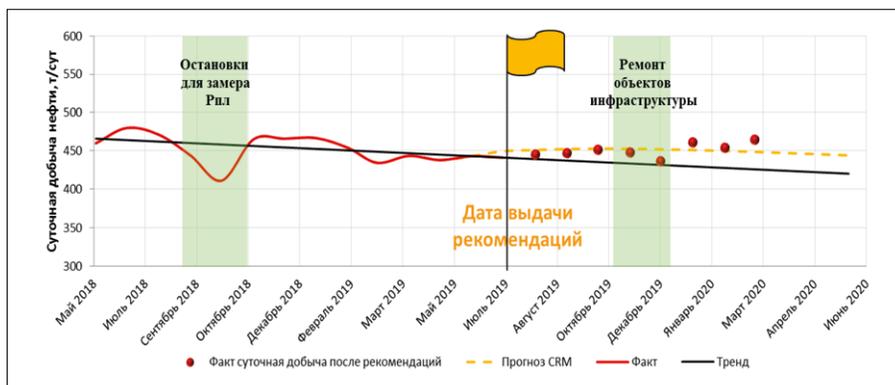


Рис. 49. Динамика суточной добычи нефти базового фонда скважин

Прогнозная годовая добыча участка от выполнения мероприятий согласно расчетам в CRM составит 8,0 тыс. т (+4,9% по участку анализа). Эффективность выполнения мероприятий на текущий момент 4,7 тыс. т.

В августе 2019 г. по объекту была выполнена аналогичная работа. В пределах эксплуатационного объекта выделено 63 крупные ячейки заводнения, из которых как наиболее привлекательные для детального анализа выбраны 12 ячеек. Прогнозная годовая добыча участка от выполнения мероприятий согласно расчетам в CRM составит 10,9 тыс. т (+5,6% по участку анализа). Эффективность выполнения мероприятий на текущий момент 2,8 тыс. т.

Таким образом, рассмотрена методика оптимизации системы заводнения на основе аналитической модели CRM. Оптимальные приемистости подбираются в результате решения оптимизационной задачи. В качестве целевой функции может выступать накопленная добыча нефти за прогнозный период

или невязка между расчетной и заданной текущей компенсацией по добывающим скважинам.

В ходе работы был поставлен численный эксперимент с использованием синтетической гидродинамической модели нефтяного пласта. На основе рассчитанных на гидродинамическом симуляторе показателей работы скважин была настроена CRM-модель. В результате решения оптимизационной задачи были подобраны оптимальные режимы работы нагнетательных скважин для трех вариантов ограничений на приемистости. Прирост добычи нефти был подтвержден для каждого варианта распределения приемистостей на гидродинамическом симуляторе.

3.4. РАЗДЕЛЕНИЕ ЭФФЕКТА ОТ СОПУТСТВУЮЩИХ ГТМ С УЧЕТОМ ВЛИЯНИЯ ЗАКАЧКИ

При разработке нефтяного месторождения на скважинах регулярно проводятся различные текущие геолого-технические мероприятия. К таким ГТМ можно отнести ГРП, обработку призабойной зоны, реперфорации и другие мероприятия, направленные на снижение скин-фактора.

Для каждого ГТМ, проведенного на месторождении, проводится мониторинг прироста дебита нефти для отслеживания экономической эффективности. Однако в процессе отслеживания эффекта проводятся сопутствующие мероприятия, направленные на увеличение эффективности ГТМ, например, в виде оптимизации забойного давления и увеличения закачки при возросшем отборе жидкости. В результате поведение скин-фактора в динамике скрыто, непонятно когда завершился эффект от основного мероприятия и каков эффект от параллельных действий на самой скважине и окружающих.

Для вычисления дополнительной добычи нефти необходимо выполнение прогноза динамики базового дебита нефти. На практике для оперативной оценки эффективности ГТМ применяют эмпирические зависимости, которые в литературе называются кривыми падения – зависимости дебита нефти от времени. Поскольку они позволяют оценить полный эффект как за счет интенсификации, так и за счет изменения обводненности. Но, к сожалению, полный эффект не разделяется на то, за счет чего он поддерживается, и является ли это влияние существенным, отрицательное оно или нет. Типовой кривой падения является экспоненциальная кривая Арпса [3], формула (3.4.1), широко используемая как при заводнении, так и при истощении. К недостаткам ее относится то, что она не учитывает изменение забойного давления и энергетику пласта.

$$q_o(t) = q_o(t_0)e^{-\alpha(t-t_0)}, \quad (3.4.1)$$

где q_o – дебит нефти, t – время, t_0 – начальный момент времени, α – коэффициент падения.

Базовая характеристика может быть выполнена на основе гидродинамического моделирования. Однако такой подход может требовать значительных временных ресурсов в случае, если предварительно необходимо построение и адаптация гидродинамической модели. В этой связи использование модели CRM является оправданным.

Дебит нефти рассчитывается на основе оригинальной авторской двухфазной модели [62], названной мультихарактеристической моделью, сочетающей функцию Баклея и возможность учета перетока между зонами дренирования. Отличительной особенностью модели [62] является возможность настройки и прогнозирования падающей и растущей обводненности, обусловленной конкуренцией нагнетательных скважин за возможность оттеснить нефть к добывающим скважинам в результате изменения и дисбаланса их приемистостей. Аналогично подходу с использованием характеристик вытеснения подбирается временной период, предшествующий ГТМ, для адаптации модели. В итоге настроенная двухфазная модель CRM представляет собой зависимость дебита нефти от приемистостей нагнетательных скважин, забойного давления. В расширенной версии авторской модели учитываются взаимодействия нагнетательных на нагнетательные скважины, добывающих на добывающие, а также есть учет аквифера и непроизводительных перетоков в добывающих и нагнетательных скважинах. Это является существенным преимуществом перед подходом оценки ГТМ на основе кривых падения.

Для понимания важности учета сопутствующих мероприятий, а также разделения эффекта от разнородных параллельных ГТМ, на синтетическом примере приведено сравнение расчета эффекта по кривым падения, ГДМ и CRM-модели.

Предложенный подход также может быть с успехом применен для определения дополнительной добычи от оптимизации системы ППД и, в частности, от изменения приемистости и ввода скважин под закачку, и при этом в поскважинной постановке. Это позволяет оценить вклад каждой скважины в процесс оптимизации, что, собственно, соответствует истинному значению термина «анализ» – с др.-греч. «разложение, разделение, расчленение, разборка».

Численный эксперимент для оценки разделения добычи

Для сопоставления корректности оценки эффективности ГТМ с использованием кривых падения и модели CRM был выполнен численный эксперимент с использованием синтетической гидродинамической модели. В модели задавались 4 нагнетательные скважины и 5 добывающих скважин. Расстановка скважин и поле нефтенасыщенности перед проведением ГТМ представлено на рис. 50. Модель состоит из одного нефтенасыщенного пласта мощностью 5 м, с проницаемостью около 100 мД и размером ячеек 50 x 50 x 5 м. В модели были заданы относительные фазовые проницаемости и другие необходимые параметры.

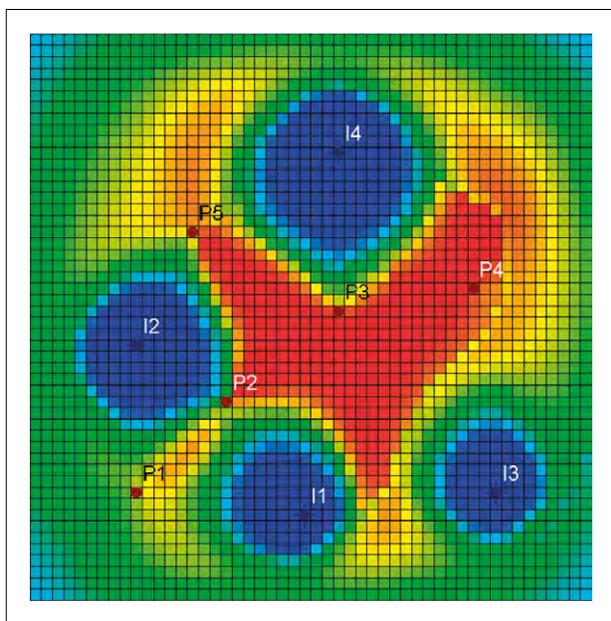


Рис. 50. Синтетическая гидродинамическая модель, схема расстановки скважин и распределение нефтенасыщенности на момент проведения ГТМ

На одной из добывающих скважин (Р2) моделировалось загрязнение призабойной зоны после ряда лет эксплуатации, а затем проводилось ОПЗ ограниченной во времени эффективности, которое задавалось уменьшением скин-фактора, с последующим его восстановлением до прежних значений. При этом в процессе работы скважины после ОПЗ изменялось ее забойное давление, а на 3 из 4 нагнетательных скважин (I1, I2 и I3) задавался последующий рост приемистости, обусловленный необходимостью поддержания отборов жидкости.

Таким образом, моделировалось проведение сопутствующих мероприятий. Динамика изменения технологических параметров работы скважины Р2 и окружающих нагнетательных приведена на рис. 51 и рис. 52.

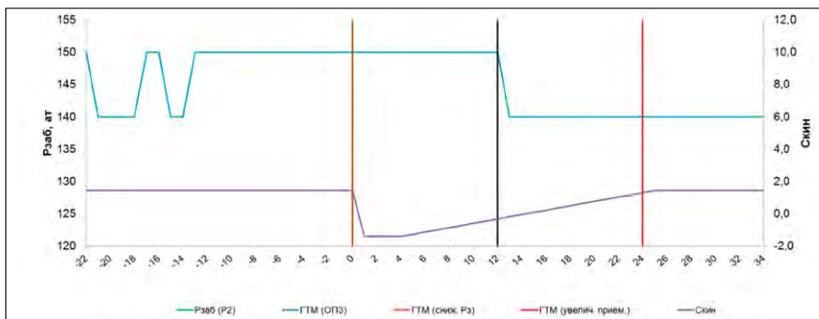


Рис. 51. Динамика скин-фактора и забойного давления для скважины Р2

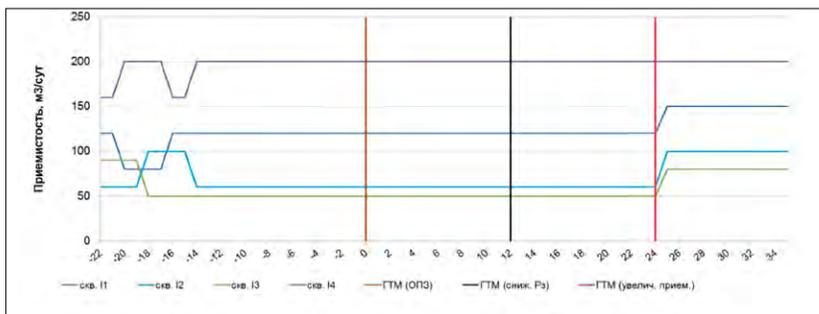


Рис. 52. Динамика приемистости нагнетательных скважин I1, I2, I3, I4

На рис. 53 приведены фактические и базовые показатели динамики дебита нефти по скважине Р2. При этом на гидродинамическом симуляторе выполнен расчет всех ГТМ, а базовая добыча по ГДМ рассчитывалась, как если бы присутствовали все ГТМ, кроме ОПЗ. Это сделано с целью выделения эффекта только от ОПЗ. По аналогичным принципам построена базовая характеристика по CRM-модели, учитывающая все эти факторы. По кривой падения Арпса базовый дебит нефти рассчитан по сложившимся трендам, как если бы не было никаких ГТМ, что связано с тем, что по кривым падения невозможно учесть параллельные ГТМ, хотя такой подход является распространенным в промысловой практике.

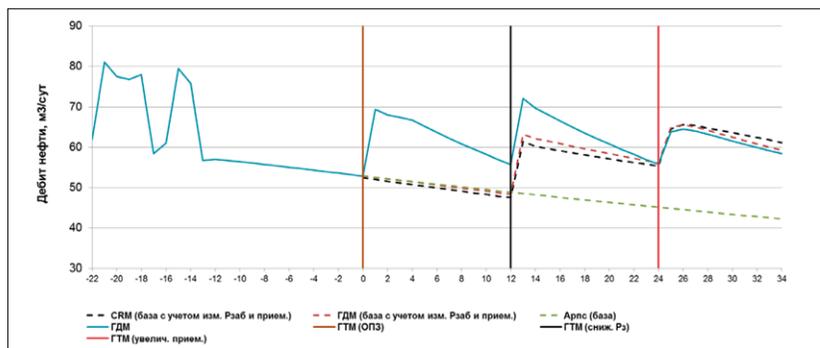


Рис. 53. Динамика фактического и базового дебита нефти

Можно заметить, что базовая добыча нефти по ГДМ в конце периода выше фактической. Это связано с тем, что темпы падения по нефти без ОПЗ были бы меньше за счет меньших отборов за анализируемый период.

Как видно из рис. 53, кривая падения Арпса прогнозирует монотонное снижение дебита нефти, а модель CRM позволила более качественно воспроизвести динамику базовой добычи нефти с учетом изменения забойного давления и роста приемистости на прогнозном периоде, близкую к ГДМ. Таким образом, модель CRM позволяет исключить влияние этих факторов при оценке дополнительно добытой нефти в результате проведения ГТМ.

На рис. 54 представлена динамика дебитов жидкости скважины P2. И мы видим, что в конце периода наблюдений истинный эффект от ОПЗ заканчивается, потому что скин-фактор вернулся на значения до ОПЗ.

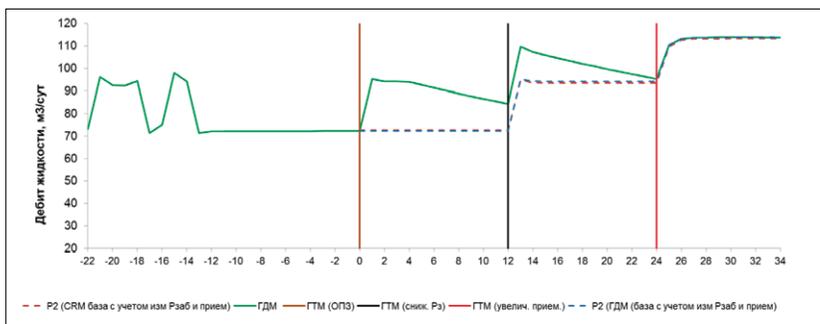


Рис. 54. Сопоставление прогнозов базового дебита нефти на основе моделей CRM, Арпса и ГДМ

Интересным представляется сравнение эффекта, рассчитанного по всем трем методам оценки и приведенного на рис. 54. Сопоставление различных вариантов прогнозов базового дебита нефти на основе моделей CRM, Арпса и ГДМ показывает, что в зависимости от интенсивности сопутствующего воздействия различие эффекта может составлять значительные цифры, вплоть до абсолютного различия. Когда, например, с 24-го по 36-й месяца работы реальный эффект от ОПЗ закончился, хотя визуально, по трендам, неискушенный исследователь этого бы не учел.

И здесь важно не столько само относительное или абсолютное значение эффекта, зависящее от правильного выбора базы, сколько то, что инженер-разработчик не имеет возможности понять, когда закончился или существенно уменьшился эффект от ОПЗ. А значит, он не сможет вовремя принять корректирующие меры и повысить или поддержать эффект. Это же касается и воздействия нагнетательных скважин на реагирующие, эффект от которого необходимо оценивать и регулировать.

Следует отметить, что модель CRM позволяет не только отдельно оценить эффект от оптимизации заводнения, но и провести

оценку дополнительной добычи нефти за счет вклада каждой нагнетательной скважины. Для этого на периоде перед оптимизацией заводнения настраивается модель CRM. С использованием настроенной модели рассчитываются как базовый прогноз добычи нефти, то есть прогноз с базовыми преимуществами, так и варианты прогнозов добычи нефти с ростом преимуществ по каждой нагнетательной скважине.

Численный эксперимент для оценки отдельного влияния нагнетательных скважин

Для исследования корректности оценки вклада каждой нагнетательной скважины в дополнительную добычу нефти был поставлен численный эксперимент на гидродинамическом симуляторе с использованием вышеописанной синтетической модели с добавлением непроницаемых барьеров (рис. 55) и двух высокопроводящих каналов между скважинами P1–I2 и P4–I3. В определенный момент времени был задан рост преимуществ каждой нагнетательной скважины на $30 \text{ м}^3/\text{сут}$.

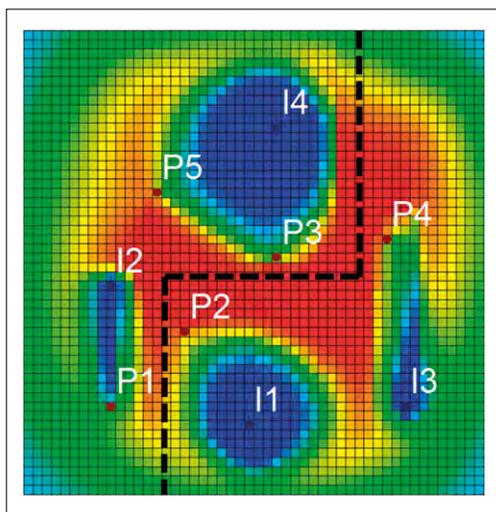


Рис. 55. Синтетическая гидродинамическая модель, поле нефтенасыщенности перед проведением оптимизации заводнения (черными пунктирными линиями выделены непроницаемые барьеры)

На основе проведенных прогнозов была рассчитана дополнительная добыча нефти за год после проведения оптимизации заводнения за счет работы каждой нагнетательной скважины (рис. 56). Результаты, полученные с использованием CRM-модели, хорошо согласуются с результатами гидродинамического моделирования.

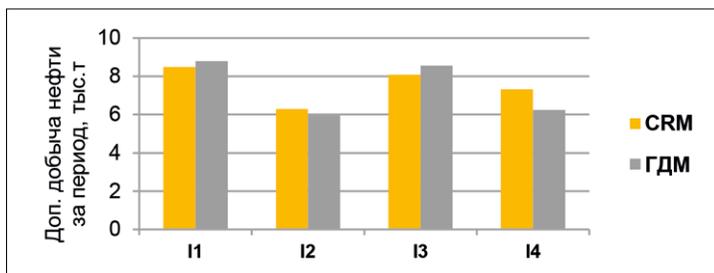


Рис. 56. Гистограмма распределения дополнительной добычи нефти за счет работы каждой нагнетательной скважины

Также модель CRM позволяет оценить эффект от увеличения закачки каждой нагнетательной скважины отдельно для каждой добывающей скважины. На гистограммах на рис. 57 представлено сопоставление разделения эффекта по добывающим скважинам, полученного на основе модели CRM и гидродинамического моделирования.

Оценку вклада нагнетательной скважины в добычу нефти можно проводить на периоде настройки модели. Для этого на основе коэффициентов взаимовлияния могут быть рассчитаны коэффициенты влияния относительно добывающих скважин, что позволяет оценить вклад каждой нагнетательной скважины в добычу интересующей добывающей скважины. Более подробно методика описана в статье [81].

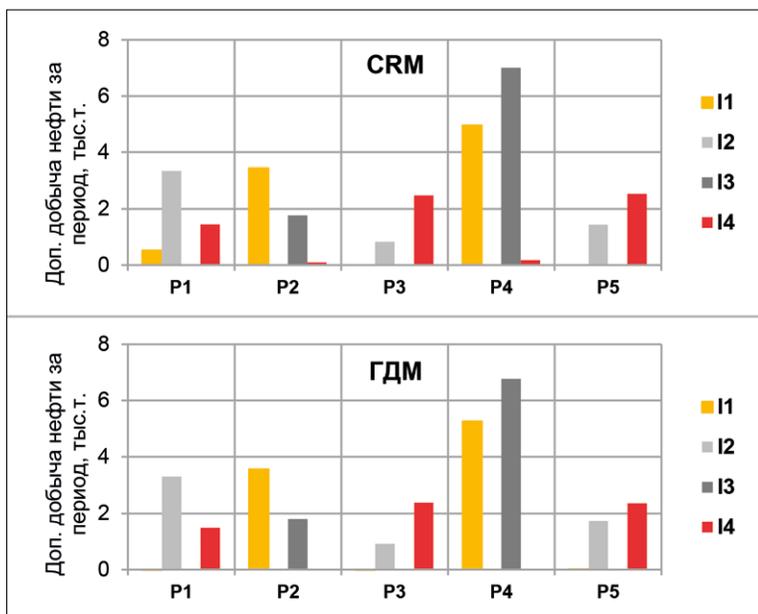


Рис. 57. Гистограмма распределения дополнительной добычи нефти за счет работы каждой нагнетательной скважины

Также с использованием модели CRM можно решать задачи подбора оптимальных преимуществ на нагнетательных скважинах. Для этого формулируется оптимизационная задача. В качестве функционала выступает накопленная добыча нефти за прогнозный период, а прогнозные преимущества являются управляющими параметрами. Решению задачи оптимизации системы заводнения посвящена статья [80].

Таким образом, для решения задачи разделения эффективности сопутствующих проведенных геолого-технических мероприятий как на добывающих, так и на нагнетательных скважинах, предлагается использование аналитической модели CRM на основе материального баланса, воплощенной, например, в программном комплексе «Ариадна» [92].

В случае с нагнетательными скважинами оценка дополнительной добычи нефти проводится по реагирующим добывающим скважинам, при этом реагирующие скважины опре-

деляются коэффициентами взаимовлияния, полученными в результате адаптации модели.

В результате численного эксперимента было показано, что такой подход на основе модели CRM, в отличие от кривых падения, позволяет не только учитывать режим работы нагнетательных скважин при оценке эффективности ГТМ, но и разделять эффект от проведения ГТМ, и от изменения приемистости, и от изменения забойного давления на скважинах.

4. МЕТОДИЧЕСКИЕ АСПЕКТЫ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ МОДЕЛЕЙ CRM ДЛЯ РЕШЕНИЯ ПРАКТИЧЕСКИХ ЗАДАЧ УПРАВЛЕНИЯ РАЗРАБОТКОЙ

4.1. ПО «АРИАДНА» КАК ПРАКТИЧЕСКИЙ ИНСТРУМЕНТ CRM-МОДЕЛИРОВАНИЯ

Изложенные в этой главе методические аспекты использования моделей CRM для решения практических задач управления разработкой были выработаны авторами в процессе разработки и апробации программного обеспечения «Ариадна». Программный модуль «Ариадна» (традиционное название – ПО «Ариадна») был создан в 2018 г. силами коллектива ООО «Тюменский нефтяной научный центр» в составе Бекмана А. Д., Степанова А. В. и Степанова С. В. В ходе работы были использованы результаты многолетних исследований в области CRM-моделирования Ручкина А. А. и Степанова С. В. Эти исследования также послужили материалом для глав 2, 3, 5 и 6 настоящей книги.

В процессе разработки ПО «Ариадна» целью авторов было не создание некоего прототипа для проведения экспериментов, а разработка полноценного инструмента для решения практических задач анализа разработки нефтяных месторождений: анализа системы заводнения, расчета оптимальных режимов работы нагнетательных скважин с целью максимизации добычи нефти, оценки эффективности ГТМ и т.п. Такой инструмент должен был обладать, помимо прочего, удобным и понятным пользовательским интерфейсом, средствами подготовки и валидации входных данных, инструментами для анализа результатов настройки CRM-моделей и их применения. Безусловно,

все этапы моделирования, подготовки данных и использования результатов должны быть максимально автоматизированы и экономить время и усилия пользователя. В процессе разработки также появилось понимание, что в отсутствие быстродействующего численного метода для решения задачи оптимизации, а также адекватной модели обводненности, все усилия по созданию инструмента будут бесполезными – для практического использования он будет непригоден. Итогом проведенных исследований на эти темы стали материалы, изложенные в главе 1, и алгоритмы, реализованные в ПО «Ариадна» и позже апробированные на реальных месторождениях.

4.2. МЕТОДИКА ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ПО «АРИАДНА»

4.2.1. ПОДГОТОВКА ДАННЫХ ДЛЯ МОДЕЛИРОВАНИЯ

Для целей CRM-моделирования и сопутствующих задач ПО «Ариадна» использует следующие типы данных:

- дебиты жидкости и нефти, приемистости (источником могут выступать суточные данные или МЭР),
- координаты скважин,
- забойные давления,
- границы элементов заводнения,
- даты проведения ГТМ и их типы,
- техрежимы.

Указанные данные загружаются из БД «РН-КИН» на основе СУБД Oracle. Однако, как показала практика, прежде чем использовать данные для настройки модели, как правило, требуется валидация и корректировка этих данных. В связи с этим данные не могут быть запрошены непосредственно перед адаптацией модели – они должны сохраняться в промежуточное хранилище и корректироваться. В качестве такого локального хранилища используется БД на основе СУБД MSAccess либо PostgreSQL – на выбор пользователя. Для загрузки данных разработан автоматический инструмент: от пользователя требуется только указать интересующее месторождение, объект разработки и список скважин, а также целевую локальную БД.

Отметим также, что для работы программы недостаточно только хранилища входных данных. Требуется также хранить результаты моделирования, различные пользовательские настройки – как связанные с процессом моделирования, так не связанные (например, настройки инструментов анализа и визуализации результатов). В связи с этим в программу было введено понятие «сессия». «Сессия» (в некоторых программных продуктах используется термин «Проект») – совокупность данных и настроек программы, относящихся к одной модели. Физически сессия представляет собой каталог на жестком диске, в котором хранятся входные данные и настройки модели, а также результаты моделирования. Сессии позволяют переключаться между

различными моделями, сохранять результаты моделирования одного и того же объекта с разными настройками, сопоставлять различные модели одного объекта, обмениваться данными и результатами моделирования между пользователями и т.д.

4.2.2. НАСТРОЙКИ УПРАВЛЯЮЩИХ ПАРАМЕТРОВ И ВЫБОР МЕТОДА ОПТИМИЗАЦИИ

После выбора объекта моделирования и списка скважин, определяющих моделируемый участок, в первую очередь следует определиться с выбором интервала дат для настройки модели. Как уже упоминалось ранее, коэффициенты, описывающие модель CRMP, предполагаются постоянными в рамках интервала настройки. В связи с этим для моделирования желательно выбирать периоды разработки, в течение которых не происходило событий, качественно меняющих картину взаимодействия скважин: ГРП, ИДН, переводов добывающих скважин в ППД и т.д. В то же время не имеет особого смысла выбирать интервал настройки менее 8 месяцев (для моделей CRMT, CRMP, CRMIP (на месячных данных)) – на таком коротком периоде модель не сможет почувствовать взаимное влияние скважин. Слишком длительный интервал настройки, как правило, тоже не имеет смысла, так как в течение него ситуация на объекте моделирования может качественно измениться (как вследствие ГТМ, так и без влияния таковых). Таким образом, желательно использовать период от 9 до 24 месяцев. При использовании суточных данных можно выбирать интервал настройки длительностью от 2 месяцев. В любом случае, если целью моделирования является прогноз или оптимизация системы заводнения, то в качестве конечной даты выбирается дата конца имеющейся истории разработки по БД. От этого правила отступают, если требуется проведение ретроспективных тестов или оценка эффективности ГТМ. В последнем случае в качестве последней даты интервала моделирования выступает дата проведения ГТМ.

С целью снижения отрицательного влияния отдельных ГТМ на качество модели в ПО «Ариадна» была добавлена возможность задания индивидуального интервала дат по каждой

добывающей скважине. В случае если на конкретной добывающей скважине было проведено ГТМ в продолжение выбранного ранее общего интервала дат, то в качестве начальной даты индивидуального интервала выбирают дату на 2-3 месяца после проведения ГТМ. Отсрочка в 2-3 месяца берется для того, чтобы избежать влияния на модель кратковременных эффектов, связанных с ГТМ, например, локальным повышением пластового давления вследствие остановки скважины. Конечную дату интервала обычно не изменяют.

Прежде чем запустить процесс адаптации модели, требуется задать интервал изменений (область определения) либо фиксированное значение для каждого из управляющих параметры модели. Все управляющие параметры можно разделить на две группы: характеристики добывающих скважин и коэффициенты взаимодействия скважин. К первой группе относятся:

- коэффициент продуктивности J_j ,
- интенсивность аквифера e_j ,
- константа времени τ_j – параметр, обратный коэффициенту падения добычи.

Диапазон изменения этих параметров настраивается для каждой добывающей скважины индивидуально. В отличие от них, каждый из коэффициентов взаимодействия скважин f_{ij} относится сразу к двум скважинам, поэтому для удобства пользователя в ПО «Ариадна» настройки по этим коэффициентам задаются в виде матрицы потенциальных связей. Каждая строка такой матрицы соответствует добывающей скважине, каждый столбец – нагнетательной. Значения матрицы могут быть следующими:

- Пустое значение или «0». Это означает, что взаимовлияния между скважинами априори нет.
- Фиксированное значение между 0 и 1.
- Интервал значений, например, «(0, 1)», что означает, что параметр может принимать значения от 0 до 1 включительно.

Помимо этого, в нижней строке матрицы отображаются диапазоны изменений для суммы коэффициентов по каждой

нагнетательной скважине, что позволяет задавать условия вида (2.2.3) (рис. 58). Это, в частности, позволяет задавать априорную информацию по непроизводительной закачке, например, в виде «(0, 0,8)».

| P\I | I_1 | I_2 | I_3 | I_4 | I_5 |
|-------|--------|--------|--------|--------|--------|
| P_1 | (0, 1) | | | (0, 1) | (0, 1) |
| P_10 | (0, 1) | (0, 1) | | | (0, 1) |
| P_2 | (0, 1) | | | (0, 1) | (0, 1) |
| P_3 | | (0, 1) | | | (0, 1) |
| P_4 | | | (0, 1) | (0, 1) | |
| P_5 | | (0, 1) | | | (0, 1) |
| P_6 | | | (0, 1) | (0, 1) | (0, 1) |
| P_7 | | | (0, 1) | (0, 1) | |
| P_8 | (0, 1) | (0, 1) | | (0, 1) | (0, 1) |
| P_9 | (0, 1) | (0, 1) | | | (0, 1) |
| Сумма | (0, 1) | (0, 1) | (0, 1) | (0, 1) | (0, 1) |

Рис. 58. Пример матрицы потенциальных связей

В первом приближении матрица потенциальных связей обычно заполняется автоматически с помощью некоторого радиуса влияния, а в дальнейшем, при необходимости, пользователю предоставляется возможность редактировать ее вручную. Для более полного визуального контроля выбранных потенциальных связей между скважинами имеется возможность просмотра схем следующего вида:

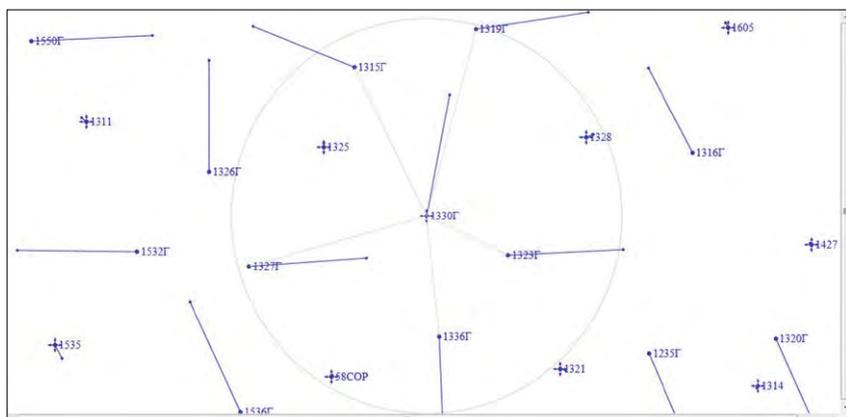


Рис. 59. Схема для просмотра потенциальных связей между скважинами

Для отображения горизонтальных скважин на схеме используются две точки: точка входа в пласт и выхода из него, либо забоя.

Следующим шагом, последним перед запуском адаптации модели, является выбор метода решения оптимизационной задачи, к которой сводится адаптация модели. Изначально в ПО «Ариадна» было реализовано несколько стохастических методов:

- Нелдера – Мида (многократный, со случайным выбором начальной точки),
- Монте-Карло (случайный перебор потенциальных решений),
- имитации отжига (многократный, со случайным выбором начальной точки),
- дифференциальной эволюции.

Позднее были добавлены два детерминированных метода, скорость работы которых на порядки превосходила стохастические методы, а точность была заметно выше. В связи с этим в настоящее время пользователям ПО «Ариадна» рекомендуется пользоваться именно детерминированными методами. Доступных детерминированных методов имеется два:

- метод перебора граней,
- метод последовательных ограничений.

Подробности относительно первого из них изложены в п. 1.1 настоящей книги. Принцип работы второго довольно прост и сводится к следующему алгоритму:

1. Для каждой добывающей скважины отдельно решается задача методом перебора граней.
2. Последовательно для всех нагнетательных скважин проверяется выполнение условия вида (2.2.3).
 - Если все условия вида (2.2.3) выполнены, то алгоритм завершен.
 - Если найдена скважина, для которой условие не выполнено, то все слагаемые в правой части (2.2.3) пропорционально уменьшаются, чтобы неравенство было выполнено, а полученные значения фиксируются. После этого алгоритм начинается заново с учетом всех ранее зафиксированных значений.

Благодаря своей простоте метод последовательных ограничений является очень стабильным – он позволяет найти правдоподобное решение даже в тех случаях, когда задача является неустойчивой или некорректной с точки зрения метода перебора граней. Однако, при этом, решения, полученные методом перебора граней, в случае устойчивой постановки задачи являются более предпочтительными с точки зрения целевой функции (2.2.2), т.е. лучше соответствуют фактическим данным. Исходя из этого, пользователям рекомендуется по возможности использовать метод перебора граней, и только если не удастся найти решение этим методом, прибегать к методу последовательных ограничений.

4.2.3. АНАЛИЗ РЕЗУЛЬТАТОВ МОДЕЛИРОВАНИЯ ПО ЖИДКОСТИ

Опыт использования ПО «Ариадна» показал, что эффективному анализу результатов моделирования помогают перечисленные ниже инструменты:

Гистограмма «Качество адаптации модели». Отображает среднюю абсолютную ошибку в % (MAPE) модельного дебита от фактического для каждой добывающей скважины в модели (рис. 60). Ошибка рассчитывается по формуле:

$$R_j = \sum_{n=1}^T \left| 1 - \frac{q_j(t_n)}{\tilde{q}_j(t_n)} \right| * 100\%, \quad (4.2.1)$$

где $\tilde{q}_j(t_n)$ – фактическое значение дебита жидкости по j-й добывающей скважине на шаге t_n , а $q_j(t_n)$ – соответствующее модельное значение. Щелчок левой кнопкой мыши на столбце гистограммы выделяет соответствующую скважину в списке слева от гистограммы.

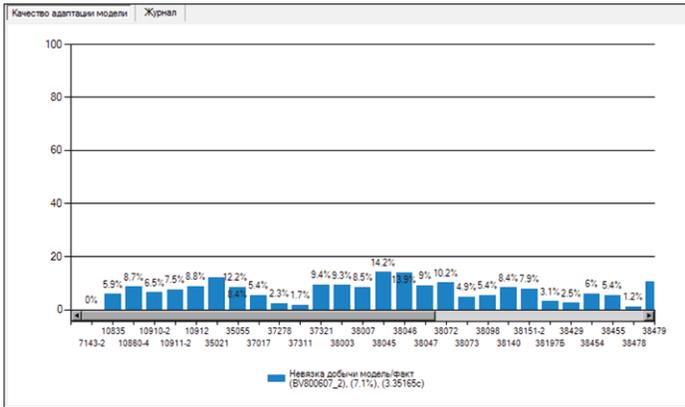


Рис. 60. Гистограмма «Качество адаптации модели»

Слева в нижней части экрана расположен график сопоставления фактической и модельной динамики жидкости (рис. 61). Содержимое графика зависит от того, какой элемент выделен в списке слева. Для отдельной добывающей скважины отображаются графики фактического и модельного дебитов жидкости (в м³) на интервале настройки модели. Для отдельной нагнетательной – фактическая приемистость и сумма модельных дебитов жидкости по реагирующим скважинам (сумма рассчитывается с коэффициентами влияния в качестве весов). Также имеется возможность отображения суммарных графиков по всем добывающим либо по всем нагнетательным скважинам.

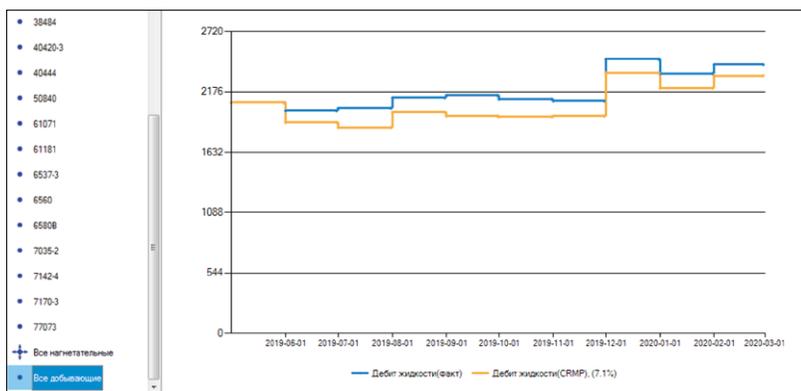


Рис. 61. Графики фактической и модельной динамики жидкости

«Схема влияния». Для выделенной нагнетательной скважины отображается схема влияния на окружающие ее добывающие, для добывающей – влияние окружающих ее нагнетательных. Влияние отображается стрелками, толщина которых пропорциональна коэффициенту влияния. Численное значение коэффициентов влияния также отображается. Имеется возможность задания шрифтов, полей, а также порогового значения для отображаемых коэффициентов. Пример схемы см. на рис. 62.

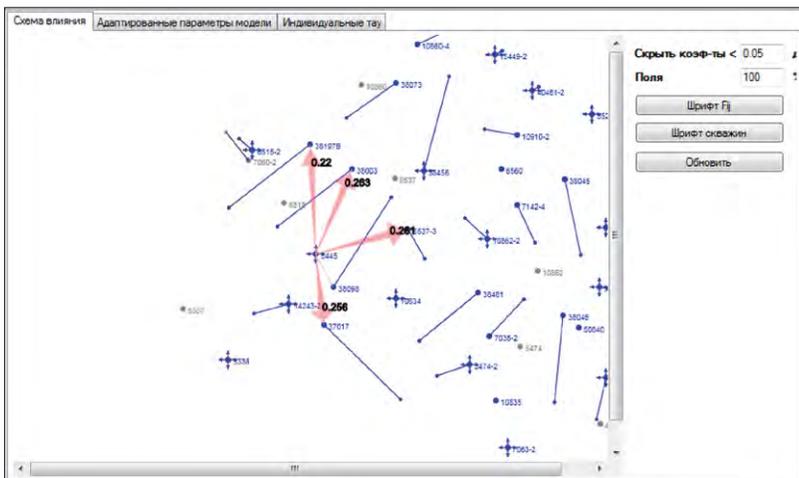


Рис. 62. Схема влияния для нагнетательной скважины

«Схема». На отдельной вкладке ПО «Ариадна» можно увидеть схему, выполненную подобно описанной в предыдущем пункте, но уже по всем скважинам модели. Помимо перечисленных выше возможностей дополнительно имеются следующие:

- отображение интенсивности акьюфера (отображаются только ненулевые значения);
- отображение нецелевой закачки в м3 (отображаются только ненулевые значения);
- отображение блоков разработки и компенсации по ним (информация по блокам импортируется из РН-КИН). Компенсация рассчитывается по добывающим скважинам с учетом модельных коэффициентов влияния, затем пересчитывается на блоки с учетом весов скважин в блоках (согласно РН-КИН);
- сравнение схем влияния по двум сессиям. Коэффициенты влияния разных сессий отображаются разными цветами. Подробнее о сопоставлении сессий будет сказано ниже;
- отображение потенциальных связей (согласно таблице на вкладке «Объекты»).

Таблица «Адаптированные параметры модели». Результаты настройки управляющих параметров можно посмотреть в соответствующей таблице. Информация в таблице организована аналогично таблице потенциальных связей с той лишь разницей, что в ячейках отображаются не интервалы значений, а коэффициенты влияния, полученные в ходе расчета модели. Таблица реагирует на выделение скважин в списке слева от нее – соответствующий столбец или строка выделяются розовым цветом. Помимо коэффициентов влияния в таблице отображаются расчетные значения коэффициента продуктивности, коэффициента τ (обратного коэффициенту падения добычи) и интенсивности аквифера для каждой добывающей скважины (см. рис. 63).

| Схема влияния | Адаптированные параметры модели | | | | Индивидуальные τ | | | | | Доб.-Доб. | Не |
|---------------|---------------------------------|-------|----------|---------|-----------------------|------|------|------|------|-----------|----|
| | PV | tau | ProIndex | Aquifer | I_1 | I_2 | I_3 | I_4 | I_5 | | |
| ▶ | P_1 | 31.27 | 6.49 | 0 | 0.26 | 0 | 0 | 0.14 | 0.1 | | |
| | P_10 | 13.37 | 6.6 | 0 | 0.13 | 0.17 | 0 | 0 | 0.14 | | |
| | P_2 | 16.79 | 4.16 | 0 | 0.25 | 0 | 0 | 0.16 | 0.12 | | |
| | P_3 | 18.59 | 2.98 | 0 | 0 | 0.2 | 0 | 0 | 0.09 | | |
| | P_4 | 5.72 | 3.62 | 0 | 0 | 0 | 0.4 | 0.23 | 0 | | |
| | P_5 | 28.35 | 3.09 | 0 | 0 | 0.17 | 0 | 0 | 0.08 | | |
| | P_6 | 1 | 1.41 | 0 | 0 | 0 | 0.22 | 0.21 | 0.06 | | |
| | P_7 | 7.84 | 0.55 | 0 | 0 | 0 | 0.29 | 0.19 | 0 | | |
| | P_8 | 11.26 | 7.02 | 0 | 0.14 | 0.17 | 0 | 0.06 | 0.21 | | |
| | P_9 | 1 | 1.22 | 0 | 0.22 | 0.28 | 0 | 0 | 0.21 | | |
| | Сумма | | | | 1 | 1 | 0.9 | 1 | 1 | | |

Рис. 63. Таблица адаптированных параметров модели

«Журнал». Может отображать сообщения о проблемах, возникших в ходе расчета модели. В частности, здесь можно увидеть сообщения об отсутствии данных по скважине и т.п.

«Кроссплот». На отдельной вкладке ПО «Ариадна» можно увидеть кроссплот по накопленной добыче: модельной и фактической (рис. 64).

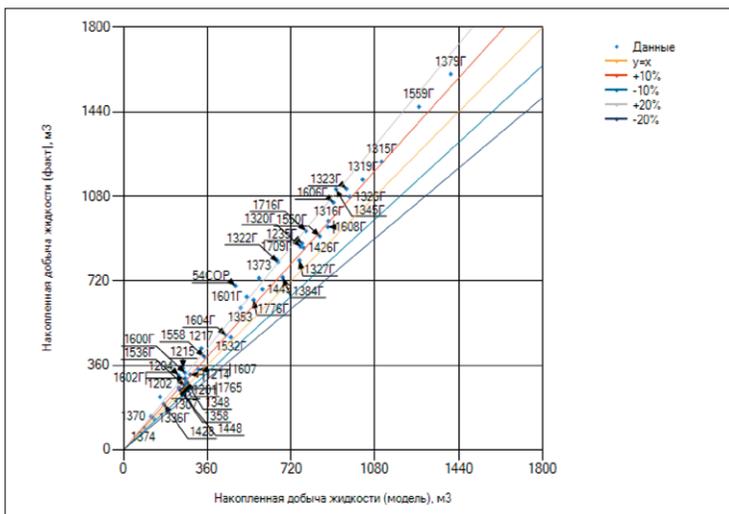


Рис. 64. Кроссплот по накопленной добыче

4.2.4. ДВУХФАЗНОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ

Настройка модели обводненности возможна только при наличии настроенной модели CRMP (или CRMIP). Вследствие этого после перенастройки модели по жидкости модель обводненности перестает ей соответствовать и сбрасывается, ее необходимо перенастроить.

В ПО «Ариадна» реализовано 4 модели обводненности:

- 1) мультихарактеристическая модель,
- 2) модель Баклея – Леверетта, адаптированная к CRM,
- 3) модель Gentil,
- 4) модель Koval.

Анализ всех этих моделей, их достоинства и недостатки изложены в п. 1.2. Пользователям ПО «Ариадна» рекомендуется выбирать первую из них, как наиболее обоснованную и адекватную, если судить по результатам численных экспериментов на ГДМ.

При настройке модели обводненности имеют место те же самые проблемы, что и при настройке модели по жидкости – модель плохо настраивается и не способна дать адекватный прогноз, если имели место ГТМ или вызванные другими причинами резкие скачки обводненности на интервале настройки. Чтобы избежать подобных проблем, была добавлена возможность настройки левой границы интервала для каждой добывающей скважины в отдельности. Помимо задания интервала настройки для каждой добывающей скважины имеется возможность задания кривых ОФП, кинематических вязкостей флюидов и интервала допустимых значений для контрольного порового объема (для мультихарактеристической модели – рис. 65, рис. 66).

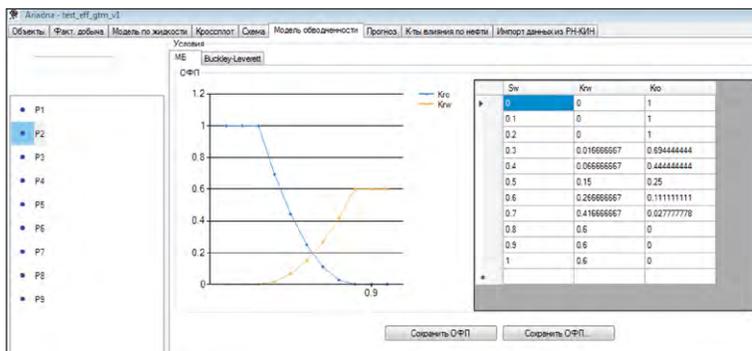


Рис. 65. Задание ОФП для добывающих скважин

Настройки

Контрольный объём

<= Vp <= млн. м3

Vp расчетное млн. м3

Свойства флюидов

mu_w сПуаз

mu_o сПуаз

Рис. 66. Задание настроек для мультихарактеристической модели

4.2.5. АНАЛИЗ РЕЗУЛЬТАТОВ МОДЕЛИРОВАНИЯ ОБВОДНЕННОСТИ

Первым инструментом для оценки качества модели обводненности являются графики (рис. 67).

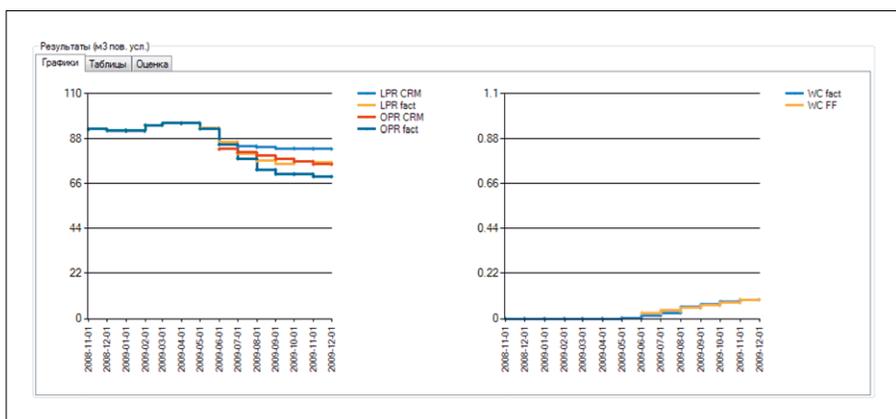


Рис. 67. Графики для оценки качества настройки модели обводненности

В левой части располагаются графики по дебиту жидкости (LPR) и нефти (OPR) для модели CRM и по фактическим данным. В правой – графики обводненности.

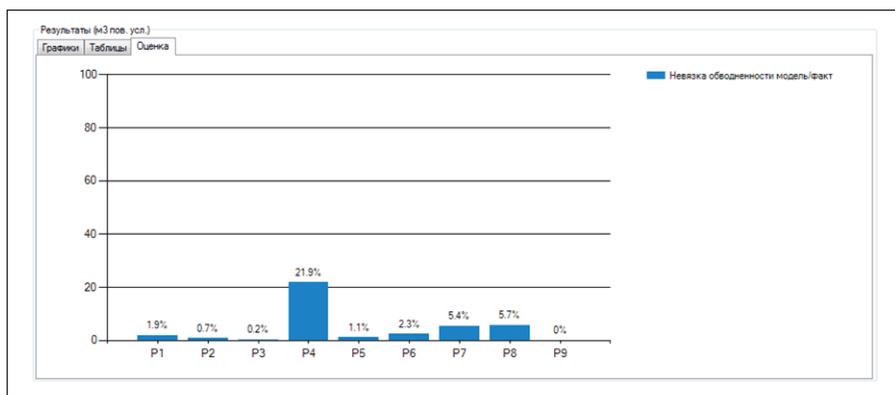


Рис. 68. Гистограмма MAPE для модели обводненности

Также для оценки качества адаптации модели можно использовать гистограмму невязок (рис. 68). Невязки рассчитываются по формуле (MAPE):

$$R_j = \sum_{n=1}^T \left| 1 - \frac{f_{w_j}(t_n)}{\tilde{f}_{w_j}(t_n)} \right| * 100\% , \quad (4.2.2)$$

где $\tilde{f}_{w_j}(t_n)$ – фактическое значение обводненности по j-й добывающей скважине на шаге t_n , а $f_{w_j}(t_n)$ – соответствующее модельное значение.

Важно: при низких значениях обводненности невязка, рассчитываемая по этой формуле, не является показательной. Выше приведены графики по скважине P4, по которой значение невязки превышает 20%, однако, судя по графикам, качество адаптации следует признать удовлетворительным.

4.2.6. ХАРАКТЕРНЫЕ ПРОБЛЕМЫ ПРИ НАСТРОЙКЕ CRMP-МОДЕЛЕЙ ПО ЖИДКОСТИ

Ниже в этом параграфе приведены некоторые проблемы, с которыми часто приходится сталкиваться при настройке CRMP-моделей, а также краткий анализ их причин и способов их решения. Первые две проблемы связаны с некорректными данными, остальные – с настройками модели.

Динамика давлений не соответствует динамике дебитов

Согласно модели CRMP, рост забойного давления приводит к снижению дебита скважины и наоборот. Одним из признаков, что динамика забойных давлений в исходных данных не соответствует динамике дебитов, может быть расчетное значение коэффициента продуктивности, равное минимальному значению (рис. 69):

| Упр. параметры | 1307 | Сохранить подзадачу | Загрузить из подзадачи | ... | Перераспределение | | |
|------------------|---------|---------------------|------------------------|---------------|-------------------|--------------|-------------------|
| Параметр | Минимум | Максимум | Значение | Расчётное зн. | Ед. изм. | Режим | |
| ProIndex | 0.1 | 8 | 0.79 | 0.1 | м3/сут/бар | Равн. распр. | Применить ко всем |
| tau | 1 | 180 | 150 | 1 | сут | Равн. распр. | Применить ко всем |
| Интенс. акьюфера | 0 | 300 | 0 | 0 | м3/сут | Значение | Применить ко всем |

Рис. 69. Характерный признак несоответствия дебитов жидкости и забойного давления

В этом случае рекомендуется проанализировать исходные данные по скважинам и, возможно, удалить некорректные значения забойного давления. В частности, непоказательный рост забойного давления возможен при продолжительных остановках скважины в течение месяца.

Некорректное разделение добычи по пластам

В случае если скважина работает на два пласта, пропорция разделения добычи по ней в МЭР может меняться с течением времени по результатам новых ГДИ. Как показывает практика, настройка модели на фактические данные происходит более точно, если эта пропорция не меняется в течение интервала настройки модели и соответствует данным по последним месяцам интервала. Также возможны проблемы при ошибочно заданной доле закачки в разные пласты. Для устранения этого недостатка в ПО «Ариадна» доступна автоматическая процедура для перераспределения дебитов жидкости и нефти в соответствии с последними пропорциями в имеющихся данных. Также возможен пересчет дебитов по коэффициентам гидропроводности эксплуатационных объектов.

Анализ проблем настройки моделей по графикам дебитов жидкости (модель/факт)

Рассмотрим несколько проблем, которые можно продиагностировать по характерному поведению графиков дебитов жидкости.

1. График по модели лежит ниже фактического:

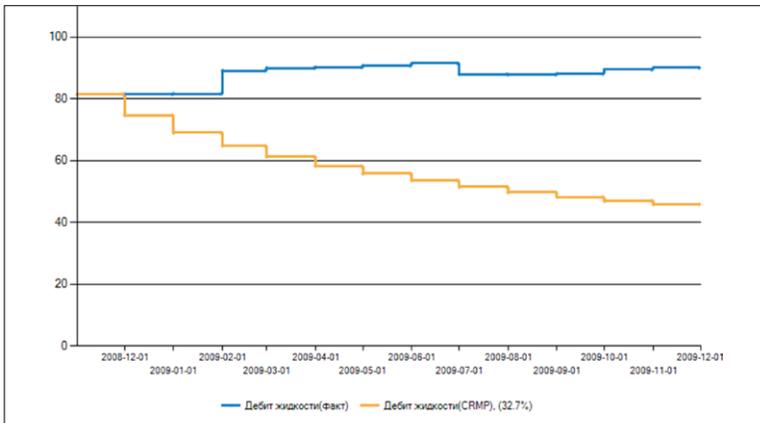


Рис. 70. Характерное поведение графиков при недостатке жидкости в модели CRMP

Такое сочетание графиков означает, что в модели добывающей скважине не хватает закачиваемой жидкости, чтобы обеспечить нужный уровень дебита жидкости. Возможные причины этого:

- Закачки влияющих скважин недостаточно для обеспечения необходимого дебита жидкости.
- При совместной разработке нескольких объектов: некорректное разделение добычи или закачки по объектам.
- Пользователем искусственно занижены значения коэффициентов f_{ij} .

Возможные действия по устранению проблемы:

- Рассмотреть возможность добавления новых потенциальных связей для этой скважины. При невозможности – рассмотреть возможность добавления влияния аквифера в этой или соседних добывающих скважинах.
- Проанализировать обоснование пропорций разделения добычи/закачки по объектам. Убедиться, что пропорции не меняются в течение периода адаптации модели.
- Установить верхнюю границу для коэффициентов f_{ij} для данной скважины равной 1.

2. График по модели лежит выше фактического:

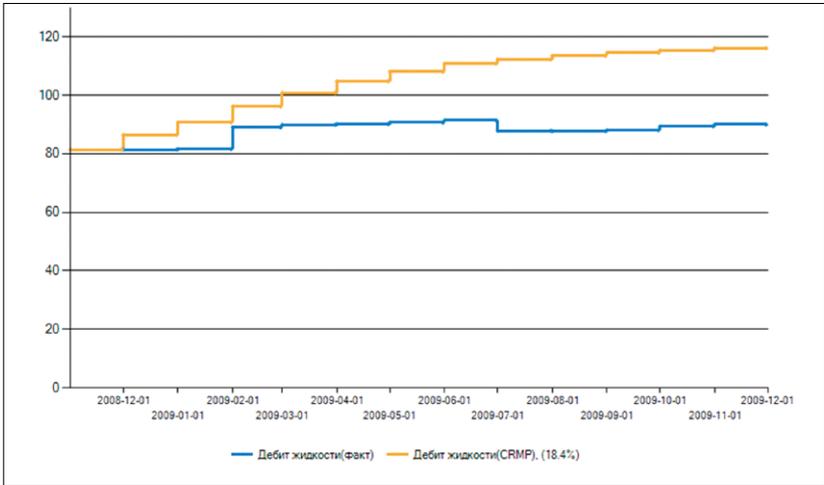


Рис. 71. Характерное поведение графиков при избытке жидкости в модели CRMP

Такое сочетание графиков означает, что в модели к добывающей скважине поступает больше жидкости, чем по факту. Возможные причины этого:

- а. Задано большое значение интенсивности аквифера.
- б. Пользователем искусственно завышены значения коэффициентов f_{ij} .
- с. Пользователем искусственно завышено значение суммы коэффициентов f_{ij} для одной или нескольких влияющих нагнетательных скважин.

Возможные действия по устранению проблемы:

- Уменьшить значение интенсивности аквифера.
- Установить нижнюю границу для суммы коэффициентов f_{ij} для данной скважины равной 0.
- Установить нижнюю границу для коэффициентов f_{ij} для всех влияющих нагнетательных скважин равной 0.

3. График по модели не повторяет высокочастотные изменения фактического:

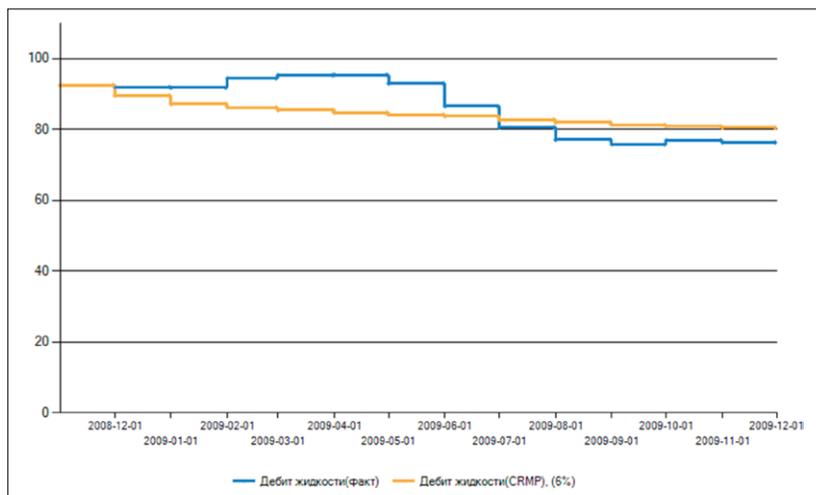


Рис. 72. Характерное поведение графиков при отсутствии корреляции дебита жидкости и приемистостей в модели CRMP

Такое сочетание графиков означает, что в модели дебит жидкости не коррелирует с приемистостями влияющих скважин. Возможные причины этого:

- Потенциальные связи выбраны неверно.
- Пользователем искусственно завышены значения коэффициента τ .
- Дебит жидкости в модели CRM обеспечивается влиянием аквифера, а не нагнетательных скважин.

Возможные действия по устранению проблемы:

- Рассмотреть возможность добавления новых потенциальных связей для этой скважины.
- Установить нижнюю границу для коэффициентов τ для данной скважины равной 1.
- Уменьшить значение интенсивности аквифера.

4. График по CRM содержит высокочастотные составляющие, которых нет в фактическом:

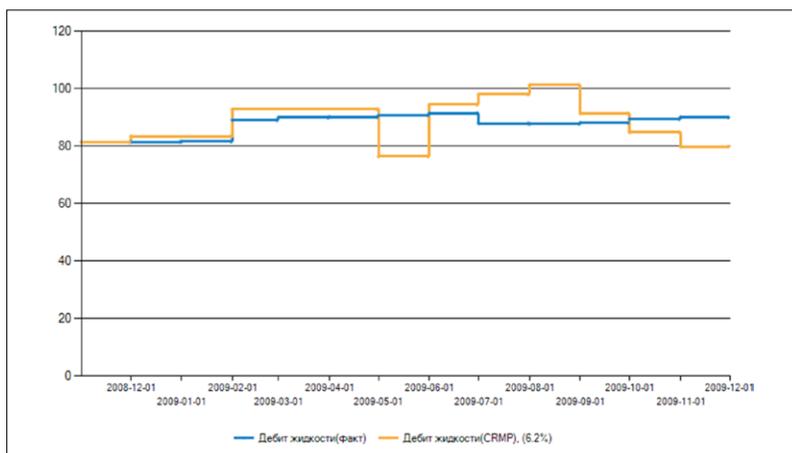


Рис. 73. Характерное поведение графиков при завышении влияния отдельных факторов в модели CRMP

Такое сочетание графиков означает, что в модели дебит жидкости испытывает влияние факторов, которые не являются значимыми по факту. Возможные причины этого:

- Пользователем искусственно завышено значение коэффициента продуктивности.
- Пользователем искусственно завышены значения коэффициентов f_{ij} для некоторых нагнетательных скважин.
- Фактическое забойное давление повышалось вследствие простоев скважины.

Возможные действия по устранению проблемы:

- Установить нижнюю границу для коэффициента продуктивности для данной скважины равной 0,1.
- Установить нижнюю границу для коэффициентов f_{ij} для всех влияющих нагнетательных скважин равной 0. Также может потребоваться пересмотреть набор потенциальных скважин: добавление новых либо исключение существующих, отклики от которых не имеют места по факту.

- Удалить из БД значения забойного давления по этой скважине за месяц, соответствующий простоя, и за следующий.
5. Имеется резкий скачок фактического дебита, который отсутствует на модельном графике:

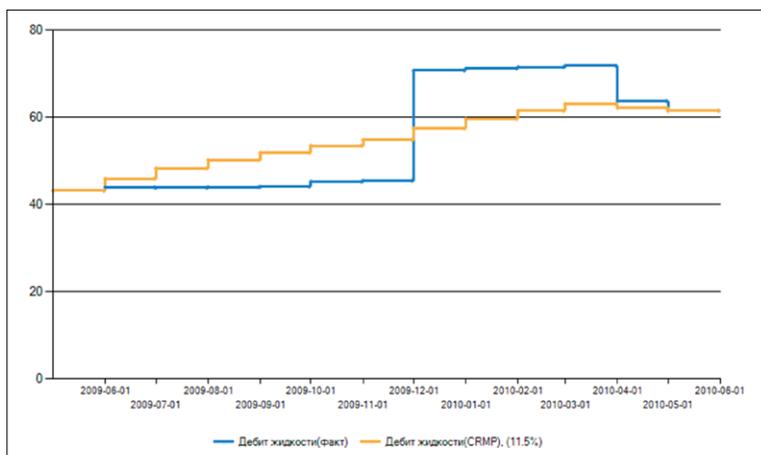


Рис. 74. Характерное поведение графиков при наличии ГТМ

Такое сочетание графиков означает, что по факту произошло резкое изменение параметров течения на временном интервале моделирования. Возможная причина этого, как правило, в том, что имело место ГТМ на рассматриваемой скважине либо в одной из соседних. Возможные действия по устранению проблемы: для данной скважины указать в качестве начала периода настройки месяц, следующий за месяцем проведения ГТМ.

4.2.7. ОСНОВНЫЕ ПРИНЦИПЫ И ПРИЕМЫ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ CRM-МОДЕЛЕЙ ДЛЯ РЕШЕНИЯ ПРАКТИЧЕСКИХ ЗАДАЧ

Оценка эффективности нагнетательных скважин с помощью коэффициентов взаимовлияния

Наиболее простым и естественным приемом для использования коэффициентов взаимовлияния является оценка доли непродуцательной закачки нагнетательной скважины по формуле:

$$\alpha_i^{out} = 1 - \sum_{j=1}^{NP} f_{ij} \quad (4.2.3)$$

Умножая полученный коэффициент на суммарную закачку за интересующий период, можно определить непроеводительную закачку в абсолютном выражении.

Оценка эффективности нагнетательных скважин с помощью коэффициентов влияния по нефти

Для оценки эффективности отдельных нагнетательных скважин наряду с коэффициентами взаимовлияния можно также использовать коэффициенты влияния относительно добывающих скважин, определяемые по формуле:

$$Q_{oil_i} = \sum_{j=1}^{N_j} f_{ji}^{prod} q_{oj} \quad (4.2.4)$$

Для конкретной добывающей скважины произведение коэффициента f_{ji}^{prod} на дебит нефти j -й добывающей скважины определяет дебит нефти, добываемый j -й скважиной за счет закачки i -й нагнетательной скважины. Таким образом, можно интегрально оценить, сколько добывается нефти за счет каждой нагнетательной скважины.

$$Q_{oil_i} = \sum_{j=1}^{N_j} f_{ji}^{prod} q_{oj}, \quad (4.2.5)$$

где q_{oj} – дебит нефти j -й добывающей скважины, f_{ji}^{prod} – коэффициент взаимовлияния относительно добывающей скважины, Q_{oil_i} – суточная добыча нефти за счет закачки i -й нагнетательной скважины. Поделив эту величину на q_{oj} , можно найти коэффициент влияния по нефти, т.е. долю отдельной нагнетательной скважины в дебите нефти по заданной добывающей. Заменяя в (4.2.5) дебиты на накопленную добычу, можно оценить эффект от работы нагнетательной скважины за заданный период времени.

Для удобства анализа данные по суточному эффекту могут быть объединены в гистограмму (рис. 75).

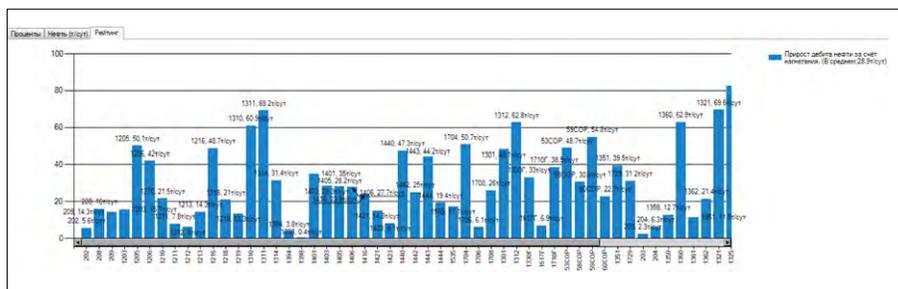


Рис. 75. Гистограмма для анализа эффективности закачки

Кроме того, удобно анализировать в виде круговых диаграмм следующую информацию по скважине:

- для добывающей: вклад каждой из нагнетательных, связанных с ней, в дебит нефти;
- для нагнетательной: вклад этой скважины в дебиты связанных с ней добывающих.

Пример таких диаграмм см. на рис. 76.

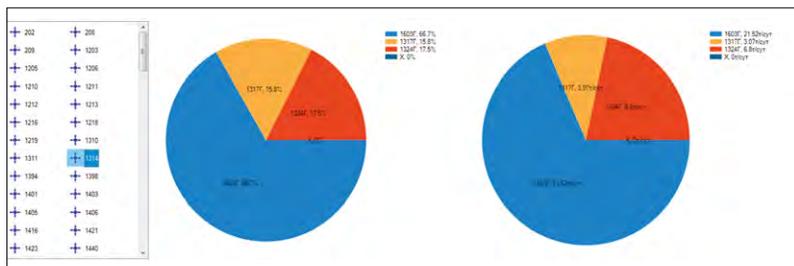


Рис. 76. Круговые диаграммы на основе коэффициентов влияния по нефти (в % и в т/сут)

Методика выявления проблемных участков с использованием модели CRM

В процессе эксплуатации ПО «Ариадна» был выработан ряд простых, но эффективных методов выявления участков, проблемных с точки зрения состояния разработки:

- *Выявление проблемных участков по нехватке жидкости у добывающих скважин*

Нехватка жидкости в модели для достижения соответствия фактическим показателям (как по отдельным скважинам, так и по группе близкорасположенных скважин) может свидетельствовать:

- а) о необходимости подключения в модели аквифера,
 - б) о неправильном разделении добычи по пластам в случае совместной разработки,
 - с) о некорректных данных по добыче или закачке в БД РН-КИН.
- *По сумме коэффициентов влияния по нагнетательной скважине*

Как уже было сказано выше, необходимо обращать внимание на нагнетательные скважины, для которых сумма всех коэффициентов взаимовлияния оказывается меньшей 1 – это может указывать на непроизводительную закачку либо проблемы в данных. Доля непроизводительной закачки определяется по формуле (4.2.3).

- *По коэффициентам влияния по нефти*

Высокие значения приемистости в сочетании с низкими значениями коэффициентов влияния по нефти для нагнетательной скважины могут указывать на непроизводительную закачку либо экономическую неэффективность работы скважины.

- *По результатам оптимизации приемистостей*

При оптимизации приемистости необходимо обращать внимание на скважины, в которых оптимизационная процедура рекомендует снижение приемистости. Это может указывать на неэффективность работы этих скважин.

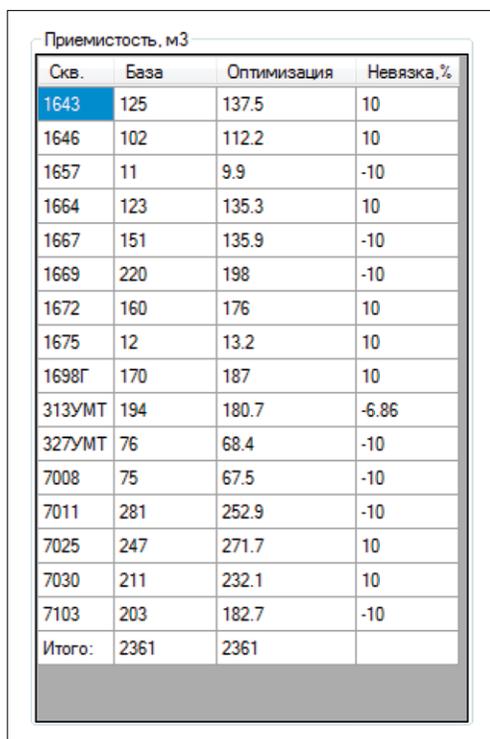
- *По «скважинам-воровкам»*

В ПО «Ариадна» имеется автоматическая процедура для обнаружения таких пар связанных скважин, для которых характерен высокий коэффициент влияния, высокая приемистость у нагнетательной и высокая обводненность у добывающей. Это может указывать на необходимость проведения мероприятий по выравниванию профиля приемистости либо применения потокоотключающих технологий. Добывающую скважину в такой паре условно называют «скважиной-воровкой».

4.2.8. ПРОГНОЗ/ОПТИМИЗАЦИЯ ПРИЕМИСТОСТЕЙ

При наличии настроенной CRMP-модели ПО «Ариадна» позволяет спрогнозировать добычу жидкости и нефти как для каждой добывающей скважины отдельно, так и для групп скважин, при поддержании заданных (постоянных) приемистостей на нагнетательных скважинах. Также возможно решить задачу оптимизации системы ППД, т.е. найти для нагнетательных скважин такие значения приемистости, при которых добыча нефти за заданный прогнозный период будет максимальной.

Как показал опыт применения ПО «Ариадна», для управления приемистостями скважин, задаваемыми на прогноз, их удобно объединить в таблицу (как на рис. 77).



| Сква | База | Оптимизация | Невязка, % |
|--------|------|-------------|------------|
| 1643 | 125 | 137.5 | 10 |
| 1646 | 102 | 112.2 | 10 |
| 1657 | 11 | 9.9 | -10 |
| 1664 | 123 | 135.3 | 10 |
| 1667 | 151 | 135.9 | -10 |
| 1669 | 220 | 198 | -10 |
| 1672 | 160 | 176 | 10 |
| 1675 | 12 | 13.2 | 10 |
| 1698Г | 170 | 187 | 10 |
| 313УМТ | 194 | 180.7 | -6.86 |
| 327УМТ | 76 | 68.4 | -10 |
| 7008 | 75 | 67.5 | -10 |
| 7011 | 281 | 252.9 | -10 |
| 7025 | 247 | 271.7 | 10 |
| 7030 | 211 | 232.1 | 10 |
| 7103 | 203 | 182.7 | -10 |
| Итого: | 2361 | 2361 | |

Рис. 77. Таблица приемистостей по скважинам для прогноза дебитов жидкости и нефти

В этой таблице в колонке «База» отображается базовое значение приемистости для каждой нагнетательной скважины. Базовое значение рассчитывается как среднее за последние месяцы истории (количество месяцев для расчета базового значения задается пользователем). В той же таблице в колонке «Оптимизация» можно задать для каждой нагнетательной скважины приемистость, которая будет использоваться при расчете прогноза дебитов жидкости и нефти. Эта колонка может быть заполнена пользователем вручную либо по результатам решения задачи оптимизации. Прогноз по добыче жидкости при выбранных приемистостях отображается в виде графиков дебита жидкости и дебита нефти, а также в табличном виде (рис. 78, рис. 79).

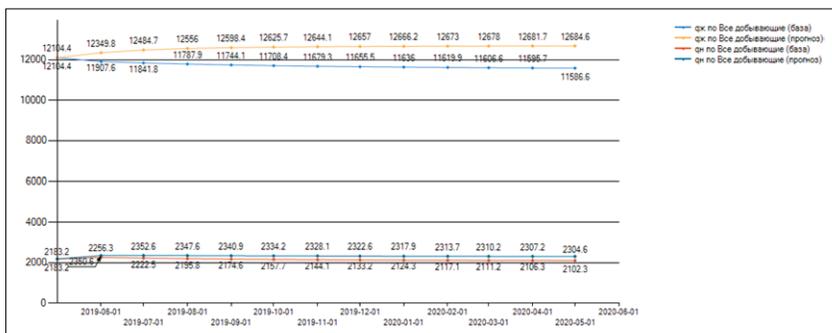


Рис. 78. Графики прогноза дебита жидкости и нефти по базовому и оптимизированному вариантам

| Группы | Таблица | Комплексация (лев.) | Комплексация (прав.) | | | | | | |
|--------|-----------------|---------------------|----------------------|-----------|--------------------|--------------------|-------------------|-----------------------|------------------|
| | Дата | Базовая ск. м3/сут | Базовая ск. м3/сут | Объ. д.е. | Прогноз ск. м3/сут | Прогноз ск. м3/сут | Зеркал ск. м3/сут | Нелинейная ск. м3/сут | Нелинейная ск. % |
| | 01.06.2019 12.0 | 12104.369 | 2183.187 | 0.82 | 12104.369 | 2183.187 | 0 | 0 | 0 |
| | 01.06.2019 12.0 | 11907.519 | 2256.335 | 0.811 | 12349.934 | 2350.616 | 94.281 | 4.178 | 3.714 |
| | 01.07.2019 12.0 | 11841.759 | 2222.523 | 0.812 | 12484.663 | 2352.625 | 130.102 | 5.954 | 5.429 |
| | 01.08.2019 12.0 | 11757.924 | 2195.639 | 0.814 | 12555.965 | 2347.567 | 151.726 | 6.531 | 6.515 |
| | 01.09.2019 12.0 | 11744.117 | 2174.644 | 0.815 | 12558.428 | 2340.912 | 146.267 | 7.646 | 7.274 |
| | 01.10.2019 12.0 | 11708.449 | 2157.725 | 0.816 | 12625.706 | 2334.247 | 178.522 | 8.191 | 7.634 |
| | 01.11.2019 12.0 | 11678.341 | 2144.145 | 0.816 | 12644.128 | 2328.099 | 183.953 | 8.575 | 8.261 |
| | 01.12.2019 12.0 | 11655.62 | 2133.189 | 0.817 | 12657.028 | 2322.828 | 189.438 | 8.881 | 8.592 |
| | 01.01.2020 12.0 | 11636.072 | 2124.305 | 0.817 | 12668.241 | 2317.653 | 193.648 | 9.111 | 8.654 |
| | 01.02.2020 12.0 | 11619.989 | 2117.637 | 0.818 | 12672.985 | 2313.793 | 195.653 | 9.289 | 8.663 |
| | 01.03.2020 12.0 | 11606.623 | 2111.164 | 0.818 | 12677.989 | 2310.094 | 199.049 | 9.428 | 8.231 |
| | 01.04.2020 12.0 | 11596.617 | 2105.239 | 0.818 | 12681.741 | 2307.186 | 202.695 | 9.528 | 8.366 |
| | 01.05.2020 12.0 | 11586.571 | 2102.301 | 0.819 | 12684.958 | 2304.637 | 202.236 | 9.624 | 9.477 |
| | Итого за период | | | | | | | 8.102 | 7.801 |

Рис. 79. Таблица прогноза дебита жидкости и нефти по базовому и оптимизированному вариантам

Графики и таблицы могут отображаться по любой группе добывающих скважин. Кроме этого, в табличном виде отображается компенсация по добывающим скважинам и элементам заводнения.

Замечание 1. Для расчета прогнозных дебитов жидкости используется формула (1.7). Однако, с учетом того, что данные по забойному давлению на прогноз не известны, считается, что оно не меняется, и, соответственно, из (1.7) фактически исключается слагаемое с перепадом забойного давления.

Заметим также, что для расчета добычи нефти на прогноз требуются значения обводненности, которые могут быть заданы тремя способами:

1. Базовая обводненность, т.е. средняя за последние месяцы.
2. Заданная таблицей.
3. Модельная, т.е. с использованием результатов моделирования обводненностей по скважинам.

Заметим, что в процедуре оптимизации модели обводненности используются с некоторыми упрощениями. Доводы для упрощения следующие:

- Интервал дат, который используется в целевой функции, небольшой – не больше года. Функции обводненности, как правило, меняются медленно.
- Сама модель CRM выдает достоверные прогнозы, только если приемистости меняются в пределах 20% от базовых (иногда ограничивают и 10%). Поэтому динамика обводненности будет примерно одинаковой при любом допустимом наборе приемистостей.

Из этого следует, что выбор того или иного набора приемистостей оказывает на целевую функцию влияние в основном через изменения дебитов жидкости, а не обводненности. Тем не менее целевая функция существенно зависит от обводненностей по отдельным скважинам, но не от динамики, а от среднего значения. В итоге, в ПО «Ариадна» используется такое упрощение: значения обводненности для каждого временного шага на прогноз считаются заранее перед процедурой оптимизации по базовым приемистостям, а уже в процедуре оптимизации они предпола-

гаются не зависящими от изменений приемистости. Это упрощение позволяет использовать симплекс-метод и за приемлемое время получать относительно хорошее приближенное решение задачи.

Замечание 2. В случае, если модельный дебит по скважине не совпадает с фактическим в последний месяц интервала настройки модели, прогнозную кривую можно начать как с модельного значения, так и с фактического. В последнем случае для расчета используется рекурсивная формула CRMP, в которой каждое последующее значение вычисляется на основе предыдущего. Она может быть легко выведена из (1.7).

Для оптимизации системы ППД используется симплекс-метод. В качестве целевой функции используется суммарная добыча нефти за указанный прогнозный период. Возможны следующие типы ограничений:

- интервал возможных значений для приемистости по каждой скважине в отдельности,
- интервал возможных значений для дебита жидкости по каждой скважине в отдельности,
- интервал возможных значений для приемистости по группе скважин,
- интервал возможных значений для дебита жидкости по группе скважин.

Заметим, что если в задаче оптимизации будут использоваться только ограничения на приемистости по отдельным скважинам, то решение такой задачи будет тривиальным – максимальное значение целевой функции будет соответствовать набору максимально возможных приемистостей по скважинам. Причина этого в том, что в модель CRMP заложено уравнение материального баланса. На практике, как правило, к указанному набору ограничений добавляются еще и групповые условия: на сумму приемистостей по всем скважинам и/или по кустам. В этом случае решение начинает существенно зависеть от обводненности отдельных добывающих скважин и эффективности отдельных нагнетательных.

По результатам оптимизационной процедуры найденные значения приемистостей попадают в колонку «Оптимизация» в таб-

лице «Приемистости» (рис. 77), по ним отображаются результаты прогноза в виде графиков и таблиц, упомянутых выше.

Замечание 3. При большом количестве скважин в модели (более 200) оптимизационная процедура может расходиться вследствие накопления погрешности. В этом случае рекомендуется разделить исследуемый объект на участки и смоделировать их отдельно.

4.2.9. ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ ГТМ

Для оценки эффективности фактически проведенного ГТМ требуется предварительно настроить модель SRMP на интервале дат, выбранном таким образом, чтобы последний месяц интервала непосредственно предшествовал месяцу проведения ГТМ. Затем необходимо указать количество месяцев. Настройки и результаты, отображаемые на вкладке «Эффект от ГТМ», во многом совпадают с вкладкой «Оптимизация», принципиальное отличие в том, что эффект считается относительно фактических данных, а не базового варианта, как в «Прогнозе». Другое отличие заключается в том, что в «Прогнозе» приемистости задаются константами на прогнозном периоде, а в «Эффект от ГТМ» используются фактические – как на интервале до ГТМ, так и после. Также в «Эффект от ГТМ» имеется возможность включать в расчет эффект скважины, как с фактическими, так и с модельными данными на периоде после ГТМ.

Подобные действия можно выполнить и для планируемого ГТМ, если имеется возможность, исходя из экспертных предположений, заполнить БД «Ариадны» предполагаемыми значениями добычи и закачки на прогноз (т.е. такими значениями, которые предполагаются в случае проведения ГТМ). Так как в ПО «Ариадна» используется БД MSAccess, то технически наполнение БД не составляет проблем: данные можно подготовить в MSExcel и скопировать в БД MSAccess через буфер обмена.

5. ПРИМЕНЕНИЕ CRM ДЛЯ РАЗДЕЛЕНИЯ ДОБЫЧИ ПО СОВМЕСТНО РАЗРАБАТЫВАЕМЫМ ПЛАСТАМ

5.1. ПРОБЛЕМАТИКА РАЗДЕЛЕНИЯ ДОБЫЧИ ПО СОВМЕСТНО РАЗРАБАТЫВАЕМЫМ ПЛАСТАМ

Разработка нефтяных месторождений часто происходит путем одновременной совместной эксплуатации скважиной нескольких пластов. При этом, как правило, существенно затруднен учет количества жидкости, добываемой или закачиваемой в каждый пласт, что в конечном итоге может привести к неправильно пониманию выработки запасов и объемов закачки по пластам. Поэтому при анализе и проектировании разработки многопластовых залежей, на которых осуществляется одновременная разработка нескольких пластов скважинами, корректность разделения добычи и закачки играет принципиально важную роль.

Наиболее корректным подходом к контролю за добычей и закачкой по пластам многопластовой залежи является инструментальный замер посредством специального скважинного оборудования. Однако, как показывает практика, подобные приборы не нашли своего широкого распространения. Другим способом учета добычи/закачки по пластам является использование промысловых ГИС. Результат интерпретации таких исследований представляет собой профили притока/приемистости. Данный подход получил значительно большее распространение, чем инструментальный контроль, однако количество и качество таких исследований не позволяет охватить весь фонд работающих скважин и/или осуществлять исследования с необходимой детализацией во времени. В связи с этим в нефтедобывающих

предприятиях для разделения добычи/закачки по пластам пользуются различными, как правило, весьма простыми, формулами, а имеющиеся инструментальные замеры или результаты интерпретации промысловых ГИС используются, в случае их недостаточного количества, как ориентиры при оценке корректности разделения добычи и закачки с помощью формул.

Среди наиболее часто применяемых формул для разделения добычи/закачки по пластам – использование разнообразных пропорций. Обычно используются пропорции в фильтрационных свойствах пластов, например в гидропроводности, но более сложные пропорции учитывают протяженность интервалов перфорации.

В таб. 19 приведены коэффициенты деления добычи жидкости, полученные различными способами для реального многопластового объекта разработки, а именно пропорционально:

- 1) эффективной нефтенасыщенной толщине пластов;
- 2) эффективной нефтенасыщенной толщине пластов и коэффициенту гидропроводности пласта;
- 3) величине перфорации в нефтенасыщенной толщине пластов;
- 4) величине перфорации в нефтенасыщенной толщине пластов и коэффициенту гидропроводности;
- 5) эффективной нефтенасыщенной толщине, величине перфорации в нефтенасыщенной толщине пластов и коэффициенту гидропроводности;
- 6) эффективной нефтенасыщенной толщине пластов и коэффициенту гидропроводности пласта.

Таб. 19. Пример разделения добычи разными методами

| Пласт | Метод | | | | | | min | max | min/ max |
|----------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------------|
| | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | | | |
| Ач 1(1) | 0,048 | 0,017 | 0,050 | 0,018 | 0,004 | 0,033 | 0,004 | 0,050 | 14,258 |
| Ач 1(2) | 0,140 | 0,118 | 0,146 | 0,123 | 0,071 | 0,132 | 0,071 | 0,146 | 2,055 |
| Ач 1(3) | 0,238 | 0,247 | 0,249 | 0,256 | 0,253 | 0,248 | 0,238 | 0,256 | 1,075 |
| Ач2(1-1) | 0,243 | 0,390 | 0,235 | 0,374 | 0,376 | 0,312 | 0,235 | 0,390 | 1,662 |
| Ач2(1-2) | 0,019 | 0,003 | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,001 | 0,000 | 0,019 | – |
| Ач 2-2 | 0,312 | 0,225 | 0,320 | 0,229 | 0,296 | 0,272 | 0,225 | 0,320 | 1,418 |

Из таблицы видно, что коэффициенты деления различаются между собой, местами значительно. Так, отношение максимального значения к минимальному для пласта Ач1(1) достигает 14 раз.

Главным недостатком применения пропорций является то, что они не учитывают энергетику пластовой системы, которая отражается на изменении пластового давления во времени и в пространстве. Для решения задачи о разделении добычи применительно к отдельной скважине в какой-то мере энергетику пластовой системы можно учесть, если в пропорции использовать представление дебита скважины с j -го пласта (q_j) через коэффициент продуктивности (J_j) и разницу между пластовым ($P_{пл,j}$) и забойным ($P_{заб}$) давлениями:

$$q_j = q \frac{J_j(P_{пл,j} - P_{заб})}{\sum_{i=1}^N J_j(P_{пл,i} - P_{заб})}$$

(q – общий дебит скважины). Серьезным недостатком такого подхода является необходимость в понимании того, каким образом изменяется во времени пластовое давление и, возможно, коэффициент продуктивности. Кроме того, не редки ситуации, когда не известны (по крайней мере, достоверно) и величины забойных давлений.

При учете приведенных особенностей в использовании указанных пропорций получается, что единственным действенным инструментом для разделения добычи является создание единой ГДМ, объединяющей все разрабатываемые пласты. Отметим, что использование таких «многопластовых» ГДМ как инструмента контроля за добычей/закачкой по пластам при одновременной разработке совместным фондом скважин предусмотрено в методических указаниях по геолого-промысловому анализу разработки [86].

Создание единой ГДМ, очевидно, будет наследовать все недостатки, присущие ГДМ, в т.ч. неопределенность в конфигурациях и распространении свойств пластов в межскважинном пространстве. Более того, при использовании подхода к разделению добычи, основанного на численном гидродинамическом

моделировании, учет проблемы неопределенности приводит к необходимости проведения большого количества расчетов, а это требует значительных вычислительных ресурсов. Таким образом, возникает необходимость в поиске такого подхода, который бы совмещал достоинства гидродинамического моделирования и сравнительно низкую потребность в вычислительных ресурсах для проведения многочисленных расчетов в рамках анализа неопределенности. В этой связи для решения задачи разделения добычи/закачки эффективным может оказаться метод, основанный на формулировке данной задачи как обратной с использованием в качестве инструмента для учета фильтрационных свойств пластов и их энергетики аналитического решения уравнения материального баланса, которым и является модель CRM. Назовем такой метод CRMML (Capacitance Resistance Model for Multiplicity Layers).

5.2. ТЕОРИЯ МЕТОДА CRMML

Будем рассматривать основу метода CRMML – модель CRM в приближении укрупненных скважин, т.е. модель CRMT. Такое приближение не изменяет общности метода, но делает его изложение значительно проще. Для случая многопластовой залежи, согласно [58], уравнение (1.8) обобщается относительно каждого l -го пласта:

$$q_l(t_n) = \alpha_l q(t_0) e^{-\frac{t_n - t_0}{\tau_l}} + \sum_{k=1}^n \left[(a_l + \beta_l f_l i(t_k)) e^{-\frac{t_n - t_k}{\tau_l}} \left(1 - e^{-\frac{t_k - t_{k-1}}{\tau_l}} \right) \right] \quad (5.1)$$

В уравнении (5.1) безразмерные коэффициенты α_l и β_l называются, соответственно, коэффициентом разделения добычи и коэффициентом разделения закачки.

Коэффициент α_l является, строго говоря, коэффициентом разделения добычи в первом приближении, поскольку, коэффициентом разделения добычи в его истинном смысле является величина, определенная исходя из данных по накопленной добыче жидкости по каждому пласту в отдельности и по многопластовой залежи в целом за рассматриваемый интервал времени. Применительно к расчетным по формуле (5.1) значениям дебита укрупненной скважины такой «конечный» коэффициент разделения добычи определяется формулой:

$$\alpha_l = \frac{\int_t^{t+\Delta t} q_l(t) dt}{\sum_{i=1}^N \int_t^{t+\Delta t} q_i(t) dt} \quad (5.2)$$

(Δt – интервал времени, N – количество совместно разрабатываемых пластов).

Заметим, что исходя из опыта применения метода разделения добычи по пластам на основе модели CRM, различие между начальным и конечным значениями коэффициентов разделения добычи может быть как незначительным, так и весьма значитель-

ным. Это связано с конкретными особенностями многопластовых залежей и особенностей их разработки, в частности в том, насколько существенно выражается фактор энергетики пластов, который обуславливается упругоэластичностью пластов, наличием и активностью акьюфера, а также объемами закачиваемой и отбираемой жидкости.

Формула (5.1) позволяет рассчитать динамику дебита и добычу жидкости по отдельным пластам, следовательно, сущность метода разделения добычи и закачки по пластам состоит в минимизации целевой функции, записанной относительно невязки по динамике суммарного по пластам дебита жидкости:

$$\sum_{k=1}^n [q_c^k - q_a^k]^2 \rightarrow \min, \quad (5.3)$$

где индекс k показывает временной шаг, индексы c и a – соответственно вычисленное и фактическое значения дебита жидкости. Помимо коэффициентов разделения добычи и закачки, УП при решении оптимизационной задачи (5.3) могут являться и другие изначально неизвестные параметры, входящие в уравнение (5.1).

Помимо невязки по дебиту в целевой функции можно учитывать и невязку по среднему пластовому давлению. В этом случае целевая функция может быть записана в таком виде:

$$\sum_{k=1}^n \left[\left(\frac{q_c^k - q_a^k}{q_a^k} \right)^2 + \sum_{l=1}^M \left(\frac{p_{c,l}^k - p_{a,l}^k}{p_{a,l}^k} \right)^2 \right], \quad (5.4)$$

где индекс l – номер пласта, M – количество пластов в многопластовой залежи, p – среднее пластовое давление. Заметим, что среднее пластовое давление рассчитывается из уравнения (1.2) и в случае модели CRMT оно должно сопоставляться со средним пластовым давлением по залежи, а в случае модели CRMP – не с пластовым давлением, ассоциируемым с рассматриваемой добывающей скважиной, а с участком пласта, который включает

в себя как рассматриваемую добывающую скважину, так и реагирующие с ней нагнетательные скважины.

При решении обратных задач в оптимизационной постановке огромное значение на конечный результат имеет задание диапазонов изменения УП, либо для рассматриваемой задачи диапазоны изменения размерных УП можно рассчитать исходя из имеющихся представлений. Например, для коэффициентов продуктивности скважин по данным ГДИС. Для безразмерных коэффициентов разделения добычи и закачки, а также для коэффициента взаимовлияния скважин, следует отталкиваться не только от того, что они могут изменяться от нуля до единицы, но и от того, что для них также могут иметь место некие начальные представления. Так, для коэффициентов разделения добычи это могут быть данные промысловых ГИС. Понятно, что как вариант можно задать эти безразмерные коэффициенты независимыми от каких-либо других данных, а используя только ограничения на изменения УП. Скажем, для коэффициентов разделения добычи можно допускать диапазон изменения каждого от нуля до единицы, но при этом требовать лишь того, что их сумма всегда должна быть равна единице. Подобный сценарий не исключает получение приемлемого решения, однако может привести к целому спектру возможных решений, в т.ч. кардинально отличающихся между собой, но при этом имеющих близкие значения целевых функций. Это следствие некорректности обратных задач. И это, очевидно, абсолютно неприемлемо из практических целей, поэтому для уменьшения влияния фактора некорректности при решении обратных задач в используемую целевую функцию может быть добавлен регуляризирующий множитель, приводящий к стабилизации решения – стабилизатор решения.

Сформулируем, согласно [58], стабилизатор как весовой коэффициент, таким образом, оптимизационная задача (5.3) может быть переписана как:

$$\rho \sum_{k=1}^n [q_c^k - q_a^k]^2 \rightarrow \min, \quad (5.5)$$

где ρ – стабилизатор, точнее стабилизирующая функция, определяемая на каждом шаге решения оптимизационной задачи. При таком способе определения стабилизатора его значение должно быть вычислено исходя из степени близости определяемого по ходу решения оптимизационной задачи УП к его наиболее вероятному значению.

Процедуру вычисления стабилизатора удобно формализовать с помощью теории нечетких множеств [68], которая имеет свое применение в разнообразных задачах, связанных с разработкой месторождений углеводородов [72]. Будем рассматривать стабилизирующую функцию как штрафную функцию, значение которой увеличивается при увеличении отклонения УП от своего наиболее вероятного значения. Если для решения оптимизационной задачи используется метод Нелдера – Мида, который оперирует понятием симплекса, стабилизирующая функция появляется как результат объединения функций принадлежности через логическую операцию «И», которую математически можно записать как:

$$\rho^j = \left[\prod_{i=1}^N \mu_i^{W_i}(u_i^j) \right]^{\frac{1}{\sum_{i=1}^N W_i}}, \quad (5.6)$$

где μ_i – функция принадлежности для i -го УП, u_i^j – значение i -го УП для j -й вершины симплекса, W_i – вес на i -й УП.

Функция принадлежности для каждого УП может быть задана экспертно, например в виде сигмоид. Исходя из используемой специфики, лингвистическая переменная формулируется относительно уровня отклонения значения УП от его ориентировочного значения. Например, в качестве ориентира для коэффициента разделения добычи может выступать величина, определенная по промысловым ГИС.

Опыт использования рассматриваемого метода разделения добычи по пластам показал, что возможность получения приемлемого соответствия расчетной и фактической динамик суммарной по пластам добычи жидкости в некоторых случаях невозможен при изначально задаваемых диапазонах изменения УП. При этом

обратил на себя внимание тот факт, что имели место случаи, когда необходимое соответствие достигалось либо в случае использования фактического значения начального дебита, но при этом некоторые значения УП приходилось задавать вне границ зараннее обоснованных диапазонов значений, либо в случае, когда значения УП лежали внутри допустимых диапазонов значений, но начальный дебит жидкости был задан, отличающимся от своего фактического значения. Поэтому в рамках метода предусмотрена как возможность задания фактического значения начального дебита, так и возможность задания его теоретически вычисленного значения по формуле [92]:

$$q_0 = \frac{J}{c_t} \gamma, \quad (5.7)$$

где безразмерная величина γ меньше единицы и является настроечным параметром модели, названным исходя из теоретических выкладок кратностью порового объема.

Модель CRM помимо вычисления динамики дебита жидкости позволяет вычислять и дебит нефти. В работе [42] приводится два способа учета двухфазности фильтрационного потока несмешиваемых воды и нефти, а именно, использование теории Баклея – Леверетта и использование эмпирических моделей или, по-другому, характеристик вытеснения. В работе [42] приводится так называемая «совмещенная модель CRM», суть которой состоит в совмещенном численно-аналитическом решении уравнения для давления (аналог формулы CRM, но с учетом зависимости константы времени от насыщенности) и численном решении уравнения для насыщенности (уравнение материального баланса для нефти). Рассмотрим здесь только использование характеристик вытеснения для разделения добычи нефти по пластам.

Из практики анализа разработки месторождений известно [90], что в течение разработки нефтяных месторождений по мере обводнения скважин коэффициент продуктивности не изменяется в таких диапазонах, как это следовало бы из изменения функций подвижности жидкости, полученных на основе исследований

керна на ОФП. Поэтому, исходя из данной особенности, можно пренебречь влиянием изменения насыщенности на подвижность жидкости, следовательно, константу времени можно принять не зависящей от насыщенности, а задачи разделения добычи по жидкости и разделения добычи по нефти решать раздельно. Другими словами, на первом этапе решается задача разделения добычи жидкости по пластам, а на втором этапе, после расчета по ней накопленной добычи жидкости по пластам, происходит разделение добычи нефти по пластам при использовании характеристики вытеснения, например характеристики вытеснения нефти Медведского Р. И. [75]:

$$Q_o(Q) = B \left(1 - \left(1 + \frac{DQ}{Bn} \right)^{-n} \right), \quad (5.8)$$

где Q_o , Q – соответственно, накопленная добыча нефти и жидкости, B – потенциально извлекаемые начальные запасы нефти, D и n – коэффициенты характеристики вытеснения, которые, согласно Мальшакову А. В., имеют физический смысл и связаны с функциями ОФП через теорию перколяции [74].

Определение параметров характеристики вытеснения осуществляется посредством решения оптимизационной задачи с невязкой между расчетной $Q_{o,c}^k$ и фактической $Q_{o,a}^k$ накопленной добычей нефти суммарно по пластам в течение N k -х моментов времени:

$$\sum_{k=1}^N (Q_{o,c}^k - Q_{o,a}^k)^2 \rightarrow \min, \quad (5.9)$$

На рис. 80 показаны две характеристики вытеснения с близкими (минимальными) значениями целевой функции.

В первом случае расчет проведен при допущении возможности превышения величины начальных извлекаемых запасов над утвержденным значением до двух раз. Во втором случае считается, что запасы не должны отличаться от утвержденных более чем на 5%, но при этом допускаются более широкие диа-

пазоны для двух других параметров. Видно, что по своему виду характеристики очень близки, но в первом случае модель склонна завышать прогнозную добычу нефти, а во втором, наоборот, занижать. Это известная особенность для характеристик вытеснения, которая становится все менее значимой с увеличением выработки запасов нефти. Для месторождений на начальных стадиях разработки необходимо применять дополнительные данные. Как вариант, можно было бы использовать указанную выше связь параметров характеристик вытеснения с ОФП, но следует отметить, что данный вопрос к настоящему времени еще не достаточно изучен, поэтому фактически не применим для практических целей.

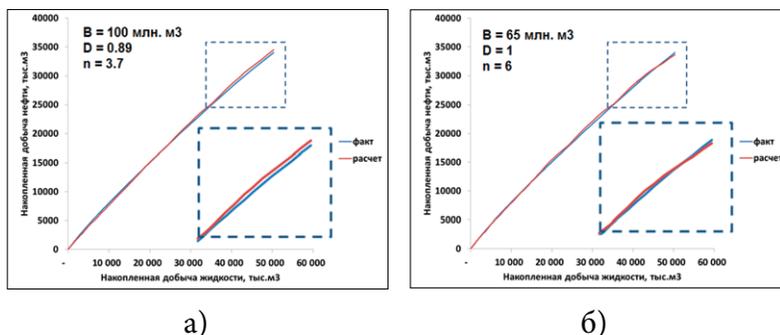


Рис. 80. Характеристики вытеснения при допущении возможности больших извлекаемых запасов (а) и без такого допущения (б)

Представленный метод разделения добычи/закачки по пластам представляет собой удобный компромисс между методами, основанными на пропорциях и многопластовой ГДМ. В отличие от первых, представленный метод является физически более содержательным, а в отличие от ГДМ – существенно менее ресурсозатратным. Чтобы адекватно понимать возможности разделения добычи по пластам на основе модели CRM, далее рассмотрим результаты тестирования и апробации метода.

5.3. ТЕСТИРОВАНИЕ МЕТОДА CRMML

Тестирование метода CRMML применительно к разделению добычи было сделано с использованием двух задач, в которых «фактические» данные получены на основе расчетов по синтетическим ГДМ, созданным в симуляторе Eclipse. Основное различие в постановках тестовых задач заключается в том, что в первой тестовой задаче для всех пластов характерен контраст по гидропроводности при высокой пьезопроводности и одинаковой упругоёмкости пластов, а во второй задаче пласты значительно отличаются по гидропроводности, пьезопроводности, упругоёмкости и по форме залежей. Кроме этого, в первой тестовой задаче управление работой добывающей скважины посредством забойного давления резко немонотонно, а во второй – фиксировано. Такие формулировки тестовых задач ориентированы на оценку способности метода к применимости в разных геолого-технологических условиях разработки. Для обеих тестовых задач рассматривалось приближение разноцветных жидкостей.

В тестовой задаче № 1 объект разработки состоит из пяти горизонтально расположенных однородных пластов разной проницаемости (сверху вниз): 500 мД, 50 мД, 100 мД, 500 мД и 10 мД. Все остальные параметры пластов – одинаковые, вертикальная связность отсутствует. Размещение скважин на моделируемом многопластовом объекте предполагаем по пятиточечной схеме. В таком случае ГДМ может рассматриваться как четверть элемента разработки. Добывающая и нагнетательная скважины вскрывают все пласты сразу, запускаются одновременно с управлением по забойному давлению, причем для добывающей скважины – давление немонотонно изменяется во времени, а для нагнетательной, наоборот, постоянно. Такой способ задания граничных условий на скважинах обуславливает немонотонную динамику дебита жидкости.

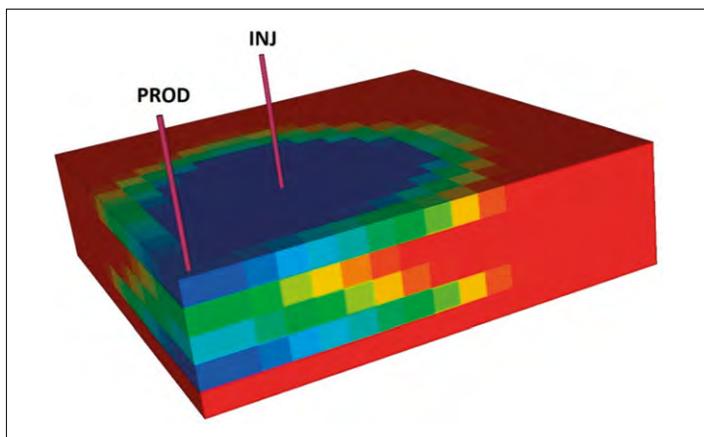


Рис. 81. Распределение нефтенасыщенности на момент окончания расчета

На рис. 81 показано размещение скважин и распределение нефтенасыщенности по всему объекту на момент окончания расчета. Видно, что при сделанных допущениях о свойствах системы «пласт-флюиды» и особенностях скважин интенсивность фильтрации полностью соответствует гидропроводности пластов. Для рассматриваемой синтетической модели добыча жидкости из каждого пласта практически точно соответствует отношению проницаемости этого пласта на сумму проницаемостей по всем пластам, что логично и не противоречит аналитическому решению задачи о притоке несжимаемой жидкости в слоисто-неоднородном недеформируемом пласте.

Для решения оптимизационной задачи (5.3) диапазоны изменения УП задавались исходя из $\pm 15\%$ отклонения относительно тех значений параметров, которые были заложены в синтетическую ГДМ. На рис. 82, рис. 83 приводятся, соответственно, сравнения в динамиках дебита жидкости и кроссплот фактических и расчетных коэффициентов разделения добычи. Из рисунков видно, что существует очень хорошее соответствие как между динамиками дебита жидкости, так и в самих коэффициентах деления добычи. Интересно отметить, что для двух наиболее проницаемых пластов получены коэффициенты деления

0,39 и 0,47, которые отличаются от фактического значения 0,43 на +/-9%, но при этом среднее арифметическое по этим пластам равно точно 0,43.

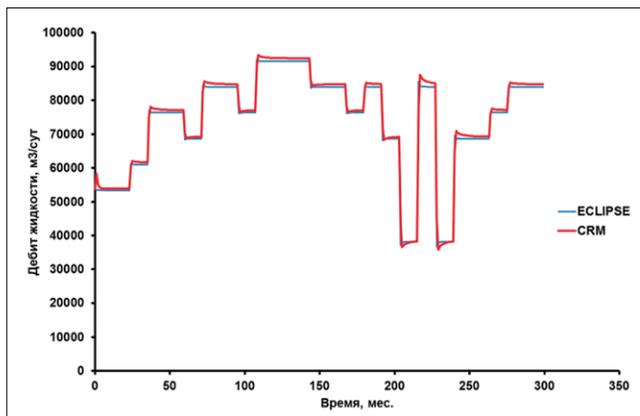


Рис. 82. Фактические (Eclipse) и расчетные (CRM) динамики дебита жидкости скважины

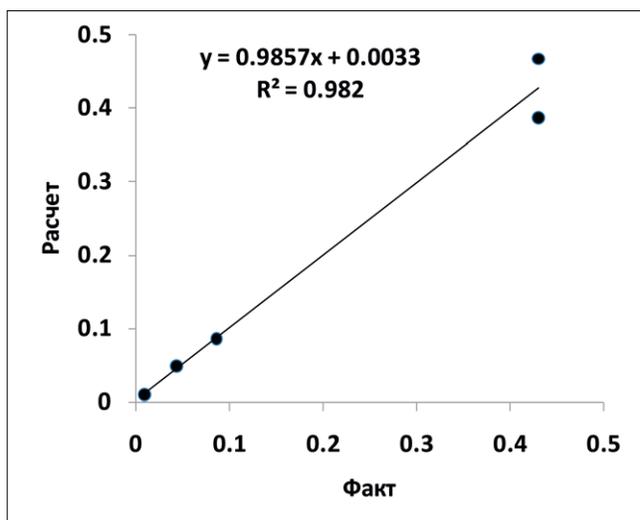


Рис. 83. Кроссплот фактических (Eclipse) и расчетных (CRM) коэффициентов разделения добычи

В **тестовой задаче № 2** рассмотрены шесть синтетических ГДМ трехпластовых залежей. В таб. 20 представлены параметры моделей, отличающие их друг от друга. Форма пластов (по латерали) и расположение добывающей и нагнетательных скважин обуславливают в моделях два типа течения – линейный и плоскорадиальный. Как видно, вариация параметров моделей охватывает следующие ситуации:

1. Одинаковые свойства пластов при разных типах течения по отношению к добывающей скважине (пример – модели 1 и 3).
2. Одинаковые типы течения и гидропроводности, но разная упругоёмкость пластов (пример – модели 3 и 4). Различие в упругоёмкости пластов достигалось за счет изменения количества расчетных ячеек таким образом, чтобы сохранить симметричность контура границы пласта относительно добывающей скважины. Таким образом, с одной стороны модель 4 представляет собой урезанную модель 3, а модель 5 – урезанную модель 6. А с другой стороны, модели 3, 6 имеют одинаковую форму и количество ячеек, так же как и модели 4, 5 имеют одинаковую форму и количество ячеек.
3. Одинаковые типы течения и упругоёмкости (формы моделей), но разная гидропроводность пластов (пример – модели 4 и 5).

На рис. 84 показаны поля нефтенасыщенности на начальный момент времени. Каждый из пластов во всех моделях по вертикали представлен одним слоем ячеек, для всех моделей размеры расчетных ячеек одинаковы. В моделях 1, 2, с одной стороны, и в моделях 3–6, с другой стороны, размещение скважин и расстояния между ними одинаковые. На добывающих скважинах задавалось фиксированное забойное давление, на нагнетательных – фиксированная, но разная по пластам, приемистость, причем, поскольку в моделях 3–6 нагнетательных скважин больше, чем в моделях 1, 2, то объемы закачки по каждой из скважин в моделях 3–6 пропорционально меньше, но суммарно точно равны объемам закачки в моделях 1 и 2.

Таб. 20. Основные параметры моделей

| Модель | Тип течения | Пласт | Коэффициент продуктивности (приемистости), м ³ /сут/бар | Упругоемость, м ³ /бар |
|--------|---------------------|-------|--|-----------------------------------|
| 1 | линейный ★ | 1 | 65,3 | 5 493 |
| | | 2 | 7,2 | 1 338 |
| | | 3 | 9,8 | 946 |
| 2 | линейный | 1 | 65,3 | 5 493 |
| | | 2 | 0,7 | 1 338 |
| | | 3 | 9,8 | 946 |
| 3 | плоско-радиальный ★ | 1 | 66,2 | 5 429 |
| | | 2 | 7,3 | 1 323 ★ |
| | | 3 | 10,0 | 936 |
| 4 | плоско-радиальный | 1 | 66,2 | 3 276 |
| | | 2 | 7,3 ★ | 798 ★ |
| | | 3 | 10,0 | 564 |
| 5 | плоско-радиальный | 1 | 66,2 | 3 276 |
| | | 2 | 0,7 ★ | 798 |
| | | 3 | 10,0 | 564 |
| 6 | плоско-радиальный | 1 | 66,2 | 5 429 |
| | | 2 | 0,7 | 1 323 |
| | | 3 | 10,0 | 936 |

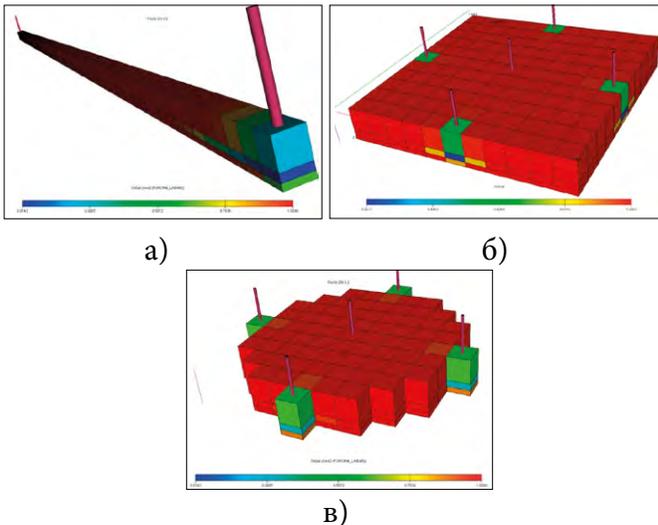


Рис. 84. Поле нефтенасыщенности на начальный момент времени для моделей 1, 2 (а), 3, 6 (б) и 4, 5 (в)

Прежде чем переходить к результатам тестирования, остановимся на выявленных особенностях в «фактических» динамиках дебита жидкости и связанной с этим доработкой модели CRM.

Отмеченные выше различия в формах залежей и их свойствах при одинаковых для каждой из моделей граничных условиях обуславливают различие в динамиках дебита жидкости (рис. 85), причем для части моделей различия очень существенны. Главной особенностью в «фактических» динамиках является то, что для двух моделей (3, 4) динамика дебита жидкости монотонно убывает, а для других моделей (1, 2, 5, 6) динамика немонотонна – после спада добычи вначале происходит ее увеличение. Во всех случаях имеет место стабилизация добычи жидкости на уровне, равном объему закачки.

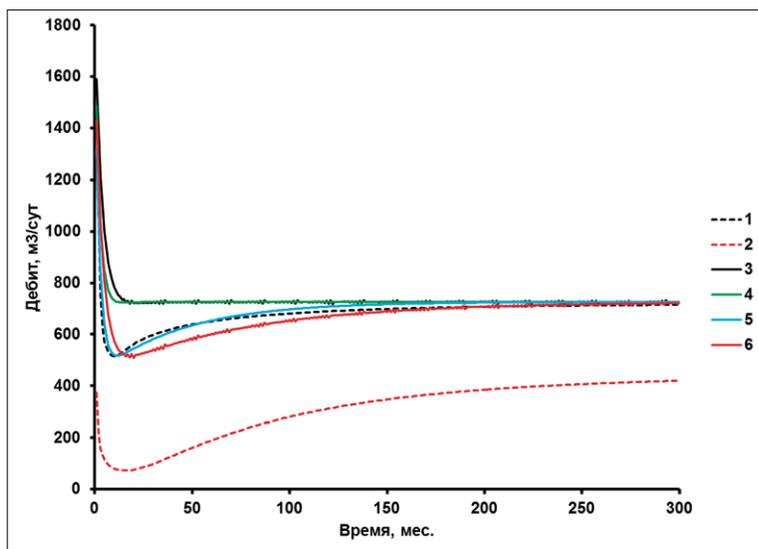


Рис. 85. Динамика дебита жидкости по моделям 1-6.
Расчет в симуляторе Eclipse

Для того чтобы понять причину немонотонности, рассмотрим на рис. 86 динамики добычи отдельно по каждому из трех пластов для модели 5. Видно, что для двух из трех пластов

приток жидкости монотонно убывает, а для одного, наоборот, монотонно увеличивается. Для каждого из пластов изменение дебита жидкости происходит до значений, равных объемам закачки, которые для каждого пласта разные, но постоянные во времени. В модели 5, второй пласт характеризуется гидропроводностью, значительно меньшей, чем для первого и третьего пластов. Кроме этого, согласно таб. 20, упругоемость второго пласта выше, чем у третьего, и, согласно, рис. 86, количество закачиваемой жидкости на второй пласт значительно выше, чем на третий пласт. Такая ситуация приводит к тому, что для второго пласта, в отличие от первого и третьего пластов, начальный приток, который обеспечивается за счет гидропроводности и упругого запаса энергии, меньше объема закачки на этот пласт. С течением времени, вследствие различной пьезопроводности и различного соотношения между начальным притоком и объемом закачки применительно к каждому из пластов, стабилизация притока по пластам происходит в разное время. В конечном итоге описанные особенности притока в скважину из каждого пласта приводят к немонотонной динамике дебита жидкости скважины.

Как видно из формулы (1.8), она не учитывает особенности течения жидкости к скважинам. Поэтому, очевидно, что без корректировки эта формула не может обеспечить различия в динамиках дебита жидкости при прочих одинаковых параметрах, как это имеет место для моделей 1, 3, с одной стороны, и для моделей 2, 6 – с другой стороны. Кроме того, корректировка формулы модели CRM должна отражать и тот факт, что конфигурация и объем зоны дренирования скважин формируются с течением времени исходя из свойств пласта, расположения и расстояний между скважинами. Следовательно, применительно к параметрам модели CRM, это должно сказываться на упругоемости и коэффициенте взаимовлияния между добывающей и нагнетательной скважинами. Это связано с тем, что упругоемость выражается через объем области дренирования, коэффициент взаимовлияния, очевидно, зависит от расположения скважин и расстояний между ними.

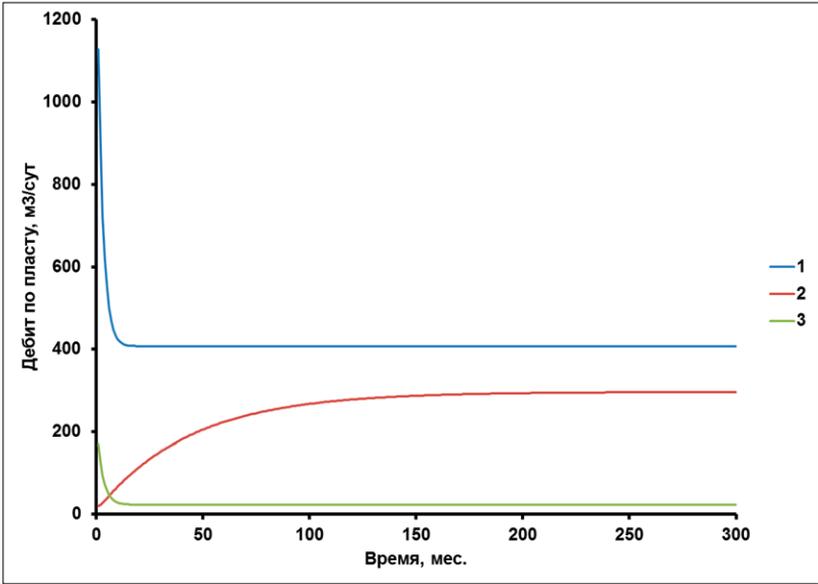


Рис. 86. Динамика дебита жидкости по пластам для модели 5.
Расчет в симуляторе Eclipse

Принимая во внимание тот факт, что зона дренирования увеличивается с течением времени, а взаимовлияние добывающей и нагнетательной скважин тем выраженнее, чем они ближе друг к другу, в формуле CRM упругоэластичности коэффициенты взаимовлияния могут быть представлены как монотонные положительные функции, например, посредством формул, аналогичных формуле изотермы адсорбции Ленгмюра:

$$a(c) = \frac{\Gamma c}{1 + \frac{\Gamma c}{a_\infty}} \quad (5.10)$$

Такая формула удобна тем, что позволяет получить необходимый асимптотический характер зависимости и при этом описывается двумя параметрами. Таким образом, количество УП увеличивается на два – это «константы Генри» (Γ) для функций, описывающих эволюцию упругоэластичности и коэффициента взаи-

мовлияния. При этом смысл исходных параметров упругоэластичности и коэффициента взаимовлияния интерпретируется как максимально возможные значения – аналогично величине предельной адсорбции a_{∞} в формуле изотермы адсорбции Ленгмюра (5.10). Роль аргумента времени работы скважины аналогична монотонному увеличению концентрации c в формуле (5.10).

На рис. 87 показаны динамики дебита жидкости, полученные на гидродинамическом симуляторе для модели 1 («фактические» данные) и по методу CRMML со скорректированной моделью CRM. Для остальных моделей соответствие «фактических» и расчетных динамик аналогичное, причем для большинства моделей автоматическая настройка модели позволяет воспроизвести «фактические» данные не только на качественном, но и на количественном уровне.

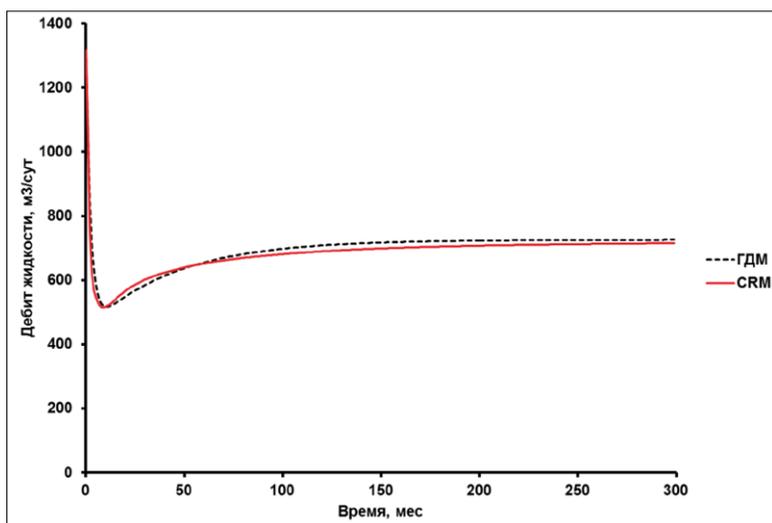


Рис. 87. Динамики дебита жидкости по ГДМ 1 и по скорректированной модели CRM

В таб. 21 показаны коэффициенты разделения добычи по пластам для каждой из рассматриваемых моделей, полученные на гидродинамическом симуляторе («факт»), на скорректированной модели CRM в методе CRMML и исходя из пропорции в гидропро-

водности пластов. Видно, что метод CRMML позволяет получить качественно и, можно сказать, количественно верную картину по притокам жидкости из пластов, в отличие от разделения добычи пропорционально гидропроводности. Относительная погрешность разделения добычи по методу CRMML составляет в среднем 6,5%, а по гидропроводности – 120%. Эти средние значения получены при исключении в обоих случаях данных по модели 2, для которой доля притока по «фактическим» данным из первого пласта самая высокая среди всех остальных моделей, что обусловило чрезмерно высокую погрешность в расчетах коэффициентов деления добычи по двум другим пластам этой модели. Отметим, что для модели 2 как метод CRMML, так и метод деления добычи по гидропроводности, показали качественно верную картину распределения добычи из пластов.

Таб. 21. Коэффициенты деления добычи жидкости по пластам

| Мо- дель | Пласт | Факт | CRMML | по гидро- проводно- сти | Отклонение, % | |
|-------------|-------|--------|--------|-------------------------------|---------------|-------------------------------|
| | | | | | CRMML | по гидро- проводно- сти |
| 1 | 1 | 0,6762 | 0,5886 | 0,7934 | 13,0% | 17,3% |
| | 2 | 0,2833 | 0,3742 | 0,0875 | 32,1% | 69,1% |
| | 3 | 0,0405 | 0,0371 | 0,1191 | 8,4% | 194,1% |
| 2 | 1 | 0,9380 | 0,8731 | 0,8613 | 6,9% | 8,2% |
| | 2 | 0,0058 | 0,0072 | 0,0095 | 24,1% | 63,8% |
| | 3 | 0,0562 | 0,1196 | 0,1293 | 112,8% | 130,1% |
| 3 | 1 | 0,5681 | 0,5633 | 0,7931 | 0,8% | 39,6% |
| | 2 | 0,3972 | 0,3992 | 0,0875 | 0,5% | 78,0% |
| | 3 | 0,0347 | 0,0376 | 0,1194 | 8,4% | 244,1% |
| 4 | 1 | 0,5651 | 0,5626 | 0,7931 | 0,4% | 40,3% |
| | 2 | 0,4013 | 0,4022 | 0,0875 | 0,2% | 78,2% |
| | 3 | 0,0335 | 0,0352 | 0,1194 | 5,1% | 256,4% |
| 5 | 1 | 0,5971 | 0,5849 | 0,8609 | 2,0% | 44,2% |
| | 2 | 0,3674 | 0,3773 | 0,0095 | 2,7% | 97,4% |
| | 3 | 0,0354 | 0,0378 | 0,1296 | 6,8% | 266,1% |
| 6 | 1 | 0,6227 | 0,5896 | 0,8609 | 5,3% | 38,3% |
| | 2 | 0,3392 | 0,3712 | 0,0095 | 9,4% | 97,2% |
| | 3 | 0,0381 | 0,0392 | 0,1296 | 2,9% | 240,2% |

Полученная огромная ошибка в разделении добычи по гидропроводности, с учетом того, что метод пропорций является преобладающим на практике, делает целесообразным пересмотр существующих представлений о добыче жидкости и нефти по пластам для многих (если не всех) многопластовых залежей. Полученная приемлемая ошибка в разделении добычи по методу CRMML позволяет считать этот метод как подходящий для переоценки разделения добычи по пластам, как минимум, в статусе первоначальных экспресс-оценок. В следующем параграфе рассмотрим несколько примеров применения метода CRMML для реальных месторождений.

5.4. ПРИМЕРЫ АПРОБАЦИИ МЕТОДА CRMML

В качестве практического примера выступает **Месторождение 2**, состоящее из двух пластов. Для объекта разработки на нагнетательных скважинах в разное время проведены несколько промысловых ГИС, стабильно показывающих среднее соотношение долей закачки на первый и второй пласт, ориентировочно как 0,9:0,1, что отличается от соотношения коэффициентов гидропроводностей, составляющего 0,78:0,22. Поскольку в данном случае имеются замеры профилей притока, коэффициенты разделения закачки являются известными параметрами модели CRM.

При формировании диапазонов УП принято, что размерные УП могут изменяться с $\pm 15\%$ отклонением относительно обоснованных в проектном документе средних значений, а безразмерные УП могут изменяться в диапазонах от 0 до 1 включительно. Коэффициенты разделения добычи рассматриваются как зависимые, так и как независимые от коэффициентов продуктивности (рис. 88).

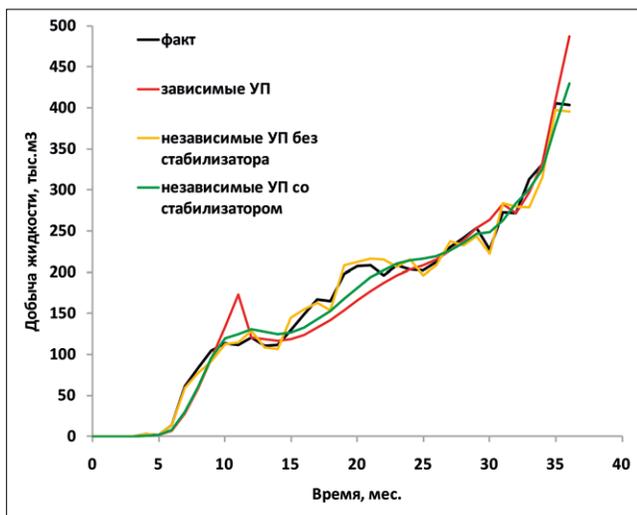


Рис. 88. Фактическая и расчетные динамики суммарной добычи жидкости с обоих пластов

На рис. 88 показаны фактическая и расчетные динамики текущей суммарной по пластам добычи жидкости. Видно, что более хорошее соответствие между фактическими и расчетными данными наблюдается для случая независимости коэффициентов разделения добычи от коэффициентов продуктивности. Сравнительный анализ качества адаптации модели CRM и значений УП, соответствующих достижению критериев решения оптимизационной задачи, показывает, что целевая функция уменьшается с увеличением количества УП и/или диапазонов их изменения. При этом использование зависимых коэффициентов разделения практически не приводит к изменению качества решения и соответствующих этому решению значений УП. В случае, когда коэффициенты разделения добычи не зависят от коэффициентов продуктивности, УП принимают самые разнообразные значения при схожих расчетных динамиках добычи. Другими словами, в первом случае решение стабильно, а во втором – нестабильно.

Для стабилизации решения воспользуемся трактовкой оптимизационной задачи в виде (5.5) со стабилизирующими весовыми функциями (5.6). Ограничимся формулировкой функций принадлежности для коэффициентов деления добычи и для упругоэластичности. Будем считать, что функции принадлежности в обоих случаях имеют вид буквы «V» и соответствуют лингвистической переменной типа «чем дальше значение параметра от значения ориентира, тем хуже». Другими словами, поскольку оптимизационная задача (5.5) ставится на минимальное значение, поиск экстремума должен обладать соответствующей тенденцией. Поэтому чем больше текущее значение УП отличается от его значения ориентира, тем большее значение веса должно накладываться на значение целевой функции в данной вершине симплекса. Такой подход обеспечивает «тяготение» УП к своим значениям-ориентирам, но при этом не гарантирует их полного совпадения.

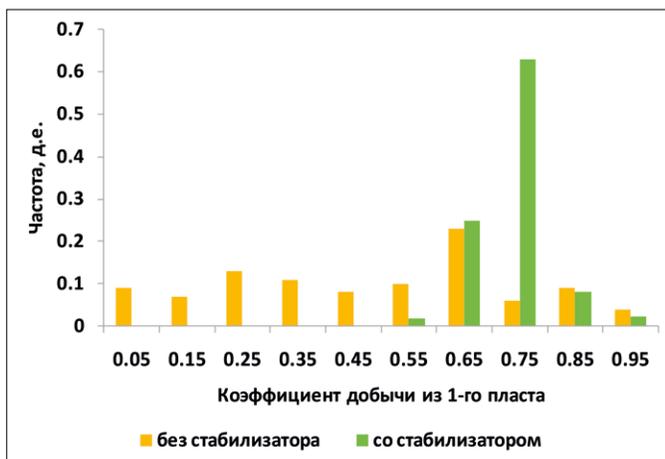


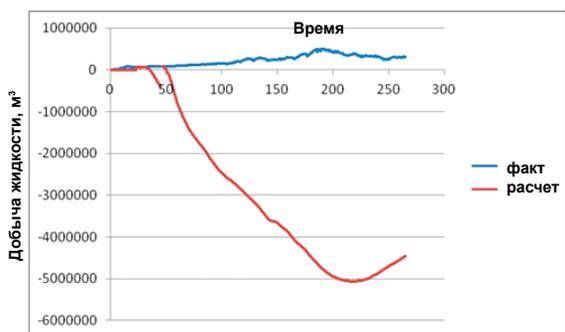
Рис. 89. Гистограмма частот расчетного коэффициента добычи из 1-го пласта при использовании независимых УП

Многочисленные запуски решений оптимизационной задачи с разными диапазонами изменения УП и разными конфигурациями вектора УП позволили получить статистические данные для коэффициентов разделения добычи (в случае их независимости от коэффициентов продуктивности), соответствующих решениям оптимизационных задач (5.3) и (5.5). Как видно из рис. 89, использование стабилизатора приводит к значительно меньшей изменчивости коэффициентов разделения добычи, нежели в отсутствие стабилизатора. Отметим, что наиболее вероятное (по гистограмме) значение коэффициента деления добычи – 0,75 – практически не отличается от значения-ориентира – 0,78.

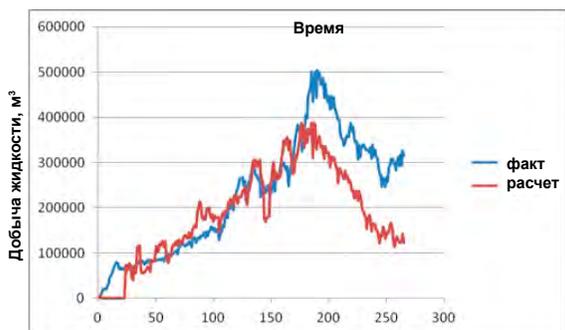
Пример с **Месторождения 3**, объект разработки из трех пластов. Рассматриваемый объект разработки не является единственным на месторождении – в пределах залежи выделено еще несколько многопластовых объектов разработки, также находящихся в одновременной совместной разработке с тремя пластами рассматриваемого объекта разработки.

Так же как и для предыдущего примера, исходный диапазон изменения размерных УП был сформирован исходя из +/- 15%

отклонения относительно принятых значений. Расчеты по методу CRMML с оптимизационной процедурой по методу Нелдера – Мида, при тысяче реализаций начального симплекса, не позволили получить приемлемого качества соответствия между расчетной и фактической динамиками добычи жидкости, рис. U31a. Соответственно возникла дилемма: либо модель CRM не позволяет имитировать процесс разработки залежи, либо используемый диапазон УП является недостаточным. В результате дополнительных расчетов с изменением диапазона УП оказалось, что модель CRM позволяет воспроизвести фактические данные по добыче (рис. 90), однако для этого необходимо весьма существенно (на три порядка) уменьшить упругоэластичность пласта. Подобное изменение в упругоэластичности не может быть оправдано ни с позиции уменьшения объема залежи, ни с позиции уменьшения коэффициента упругоэластичности. Это связано с хорошей изученностью физических свойств (пористости, сжимаемости породы и флюидов) и надежным пониманием конфигурации залежи и порового объема пластов – месторождение длительное время находится в разработке, а залежь разбурена плотной сеткой скважин.



а)



б)

Рис. 90. Фактические и расчетные динамики добычи жидкости:
 а) исходный диапазон изменения управляющих параметров,
 б) исправленный диапазон изменения управляющих параметров

Поэтому, хотя для рассматриваемого объекта разработки метод CRMML и не позволил сделать оценку разделения добычи по пластам, результаты работы дали основания предположить, что на рассматриваемом месторождении существует проблема разделения добычи/закачки не только между пластами рассмотренного объекта разработки, но и между самими объектами разработки. Последующая работа с ГДМ данного месторождения подтвердила справедливость сделанного предположения. Отметим, что в рамках метода CRMML вывод о необходимости пересмотра объемов добычи и закачки между объектами разработки был сделан в результате расчетов, занявших несколько часов, а аналогичный вывод по результатам гидродинамического моделирования был сформулирован после шести месяцев работы с моделями.

Месторождение 4, три пласта. Для данного месторождения существует совместная ГДМ, по результатам расчетов на которой имеется представление о доле добычи жидкости с каждого из пластов. Поэтому работа была поставлена как исследовательская в плане чувствительности коэффициентов разделения добычи, полученных по методу CRMML. Для этого были сделаны четыре варианта расчетов, отличающихся шириной диапазона УП, которые в конечном итоге дали четыре модели CRM с разными наборами параметров.

Правило формирования ширины диапазона УП сделано по двум подходам. Первый подход состоял в вычислении границ диапазона исходя из различного отклонения относительно среднего значения параметра, которое принято в геолого-физической характеристике пластов (модели 1–3). Второй подход состоял в задании границ диапазонов исходя из изученности пластов, т.е. по минимальному и максимальному значениям параметров (модель 4). Кроме этого, была сделана модель 5, для которой правило формирования диапазона УП такое же, как для модели 1, но предполагалось отсутствие аквифера для каждого из пластов.

Расчеты по всем моделям показали практически полное соответствие как в динамиках добычи жидкости (рис. 91), так и в коэффициентах деления добычи по пластам (таб. 22, для моделей 1–4). Следовательно, полученное разделение добычи для данного месторождения является устойчивым к допустимому диапазону УП.

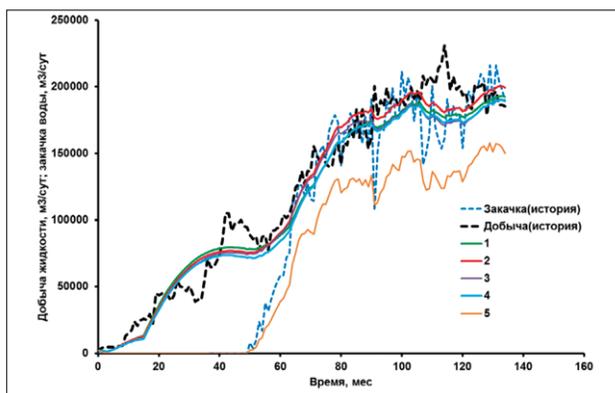


Рис. 91. Фактические и расчетные динамики добычи жидкости

Таб. 22. Спецификация моделей и коэффициенты разделения добычи

| Модель | Описание правила задания УП | Значение ЦФ, % | Коэф. раздел. добычи, % | | |
|--------------------|--|----------------|-------------------------|---------|---------|
| | | | Пласт 1 | Пласт 2 | Пласт 3 |
| CRM 1 | +/-25% от средних значений | 23,55 | 61,5 | 7,7 | 30,9 |
| CRM 2 | +/-5% от средних значений | 23,12 | 64,0 | 6,6 | 29,4 |
| CRM 3 | +/-50% от средних значений | 23,67 | 63,3 | 5,8 | 30,9 |
| CRM 4 | Известные min и max значения | 23,97 | 64,2 | 6,0 | 29,8 |
| CRM 5 | +/-25% от средних значений, без аквифера | 67,35 | 99,9 | 0,1 | 0,0 |
| Среднее по CRM 1-4 | | | 63,25 | 6,53 | 30,25 |
| ГДМ | | | 70,0 | 15,0 | 15,0 |

Полученные по методу CRMML коэффициенты разделения добычи согласуются с аналогичными результатами, полученными на совместной ГДМ, в том плане, что показывают наибольшую добычу с пласта 1, но не согласуются в том, что для пластов 2 и 3 по методу CRMML большая добыча приходится на пласт 3, в то время как по ГДМ доля добычи с пластов 2 и 3 одинакова. Заметное различие в расчетных динамиках текущей суммарной по пластам добычи жидкости для моделей 1 и 5 свидетельствует о том, что для всех пластов существует аквифер. Исходя из этого, можно предположить, что достижение соответствия в коэффициентах разделения добычи для пластов 2 и 3 может быть достигнуто за счет задания разных интенсивностей аквиферов.

Месторождение 5, три пласта одного объекта разработки, на котором отсутствует добыча свободного газа и для которого существует совместная секторная ГДМ. Апробация метода CRMML проведена в аналогичной постановке, что и для **Месторождения 3**, при этом для разных вариантов оптимизационных задач, отличающихся диапазонами изменения УП, также были

получены схожие расчетные кривые динамики добычи жидкости при близких значениях коэффициентов разделения добычи и закачки.

На рис. 92 и в таб. 23 показаны результаты расчетов, соответствующие решению оптимизационной задачи с наименьшим значением целевой функции среди всех вариантов. Как видно из рисунка, метод CRMML позволяет воспроизвести фактические данные, за исключением интервала времени ориентировочно 200-300 мес. от начала разработки участка. Отметим, что такая особенность характерна для всех вариантов расчетов. Тем не менее, как показывает сравнение коэффициентов деления добычи и закачки, их полученные значения по методу CRMML качественно и количественно согласуются со значениями, полученными по ГДМ. Это позволяет предположить, что причина отсутствия качественной настройки на историю в отмеченном выше интервале времени, возможно, заключается в специфике самой модели CRM, например, в недостаточной точности имитации пластовых процессов в приближении укрупненных скважин.

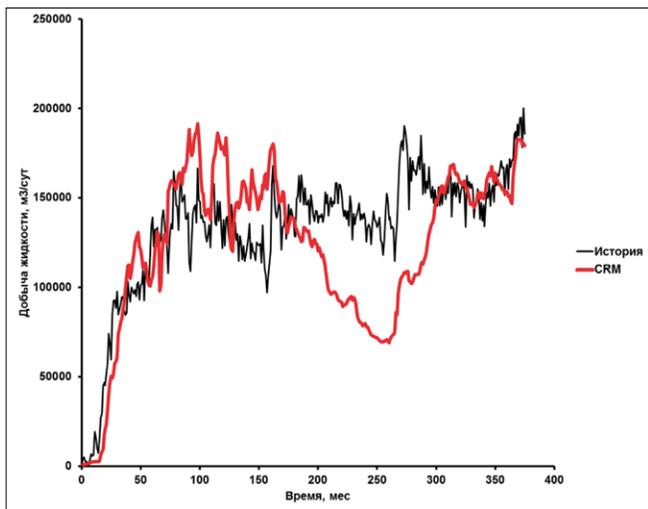


Рис. 92. Фактическая и расчетная динамики добычи жидкости

Таб. 23. Коэффициенты разделения добычи и закачки

| Модель | Коэф. раздел. добычи, % | | | Коэф. раздел. закачки, % | | |
|--------|-------------------------|---------|---------|--------------------------|---------|---------|
| | Пласт 1 | Пласт 2 | Пласт 3 | Пласт 1 | Пласт 2 | Пласт 3 |
| CRM | 5,5 | 60,3 | 34,2 | 5,9 | 57,9 | 36,1 |
| ГДМ | 7,6 | 51,5 | 40,9 | 7,2 | 63,1 | 29,7 |

В заключительном примере для **Месторождения 7**, залежь которого расположена в трех пластах юрских отложений, рассмотрим разделение добычи по пластам, применительно к жидкости и к нефти. Разделение добычи жидкости и нефти по пластам выполнено в два этапа, с использованием характеристик вытеснения. Для месторождения имеется ГДМ, включающая все разрабатываемые пласты, результаты расчетов на этой ГДМ будем считать эталонными для сопоставления с ними результатов расчетов по модели CRM.

Первый этап. При решении обратных задач важно понимать чувствительность получаемых решений к изменению параметров. Это связано с тем, что практически полезный результат (в данном случае – коэффициенты разделения добычи) может проявлять существенную зависимость от параметров используемой модели, что, не исключено, может делать целесообразным и изменение типа используемой модели. На рис. 93 показана гистограмма коэффициентов разделения добычи жидкости на последнюю дату истории разработки месторождения для различных вариаций одного из параметров модели относительно исходной адаптированной модели (на рисунке – АМ), причем вариации параметров были одинаковыми для каждого пласта. Коэффициенты разделения добычи на рисунке выделены в шесть групп: первая – это результаты для адаптированной модели CRM, вторая – результаты для вариации коэффициентов взаимовлияния между добывающими и нагнетательными скважинами, третья – результаты для вариации множителя на поровый объем, четвертая – результаты для вариации множителя на коэффициент продуктивности, пятая – результаты для вариации множителя на объем закачки и шестая – результаты для вариации кратности порового объема.

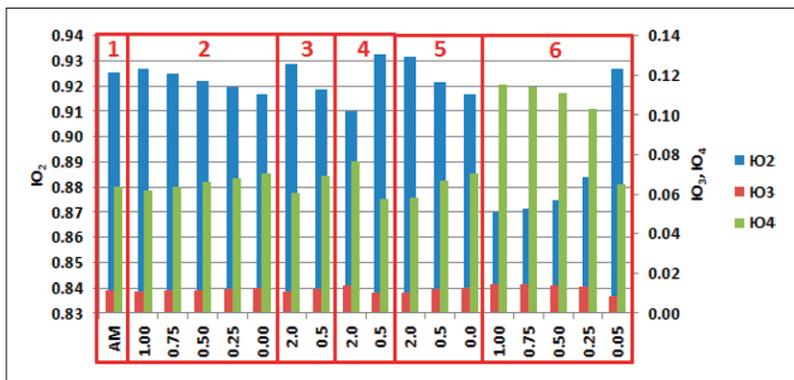


Рис. 93. Гистограмма коэффициентов разделения суммарной добычи жидкости по пластам. Пояснения к графикам – в тексте

Как видно из гистограммы, вариация параметров модели не приводит к кардинальному изменению в разделении добычи – основная доля добычи приходится на пласт Ю₂, меньшая – на пласт Ю₃. Тем не менее видно, что степень влияния каждого из варьируемых параметров разная для пластов. Так, уменьшение коэффициента взаимовлияния добывающих и нагнетательных скважин (группа 2) приводит к уменьшению доли добычи из пласта Ю₂ и к увеличению доли добычи из пласта Ю₄. В свою очередь, уменьшение кратности порового объема (группа б) приводит к увеличению доли добычи из пласта Ю₂ и к уменьшению доли добычи из пласта Ю₄. Эта ситуация связана с тем, что модель CRMML способна имитировать разработку пластов с учетом упругой пластовой энергии, аквифера (природные факторы), изменения забойного давления и поддержания пластового давления (технологические факторы). Значимость каждого из перечисленных факторов проявляется для каждого пласта в различной степени исходя из его индивидуальных природных особенностей, количества действующих скважин и особенностей их работы. Так, например, отмеченное уменьшение доли добычи жидкости по пласту Ю₂ и рост доли добычи по Ю₄ в рамках второй группы расчетов связано с тем, что при уменьшении коэффициента взаимовлияния понижается уровень добычи по всем пластам, но относительная вели-

чина этого понижения по пласту Ю₂ более высокая, чем по двум другим пластам.

Второй этап. Для определения коэффициентов деления добычи нефти были сделаны два варианта моделей, условно их обозначим как М1 и М2. Эти модели отличались различными диапазонами УП для характеристики вытеснения (5.11). Для модели М1 предполагалось, что параметр В (потенциально извлекаемые запасы) меньше, чем для модели М2, параметры D имеют одинаковые диапазоны, а параметры А имеют смежные диапазоны. По параметру В для модели М1 различие между минимальным и максимальным допустимыми значениями составляет 10%, а для модели М2 – 100%, при этом минимальное значения для модели М1 в два раза меньше, чем аналогичное значение для модели М2. По параметру А для модели М1 левая граница совпадает с правой границей для модели М2. Отметим, что для обеих моделей М1 и М2 использовались одни и те же полученные на первом шаге динамики коэффициентов деления дебита жидкости по пластам.

В рамках заданных диапазонов изменения УП были получены достаточно близкие минимальные значения целевой функции (5.12), что отражается в весьма близком соответствии расчетных динамик накопленной добычи по модели М1 и по модели М2. Такие результаты решения обратной задачи хотя и являются идентичными с позиции достижения близких значений целевой функции, но одна модель тяготеет к завышению добычи нефти при больших ее потенциально извлекаемых запасах, а другая, наоборот, – к занижению. В этой связи для принятия решения необходимо дополнительно учесть косвенную информацию, исходя из того, что параметры характеристики вытеснения должны быть физически ограничены. Например, остаточные потенциально извлекаемые запасы по разбуренным разрабатываемым участкам обычно имеют кратность 4–12 лет. В нашем случае в модели М2 кратность остаточных извлекаемых запасов составляет 8 лет, а в модели М1 – 4 года. При этом проектные и фактические сложившиеся коэффициенты падения базовой добычи (из переходящих скважин) составляют 19–24%, что в пересчете на кратность запасов дает 4-5 лет. Исходя из этого, можно предположить, что модель М1

является более реалистичной, поэтому далее рассмотрим динамику коэффициентов деления только для этой модели.

На рис. 94, рис. 95 показано сравнение динамики коэффициентов разделения добычи жидкости и нефти для пластов Ю₂ и Ю₄, полученных с использованием ГДМ и модели CRMML.

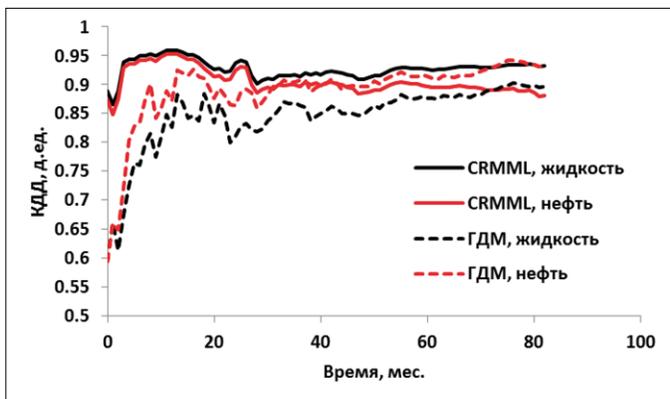


Рис. 94. Динамика коэффициентов разделения добычи (КРД) жидкости и нефти для пласта Ю₂ по ГДМ и по модели CRMML

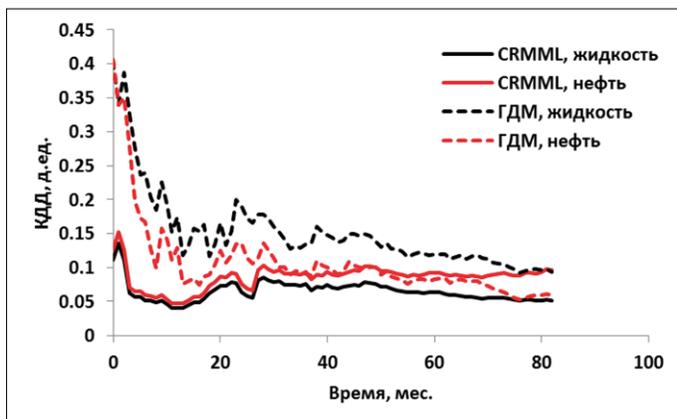


Рис. 95. Динамика коэффициентов разделения добычи жидкости (КРД) и нефти для пласта Ю₄ по ГДМ и по модели CRMML

Видно, что для этих пластов имеет место различное ранжирование коэффициентов разделения добычи. А именно, для пласта Ю₂ по CRMML коэффициенты разделения добычи жидкости выше, чем коэффициенты разделения добычи нефти, по ГДМ коэффициенты разделения добычи жидкости меньше, чем коэффициенты разделения добычи нефти. Для пласта Ю₄ ранжирование коэффициентов разделения добычи выглядит противоположно пласту Ю₂. Наиболее очевидным объяснением этому является то, что гидродинамическое моделирование с использованием традиционных симуляторов и метод CRMML, включающий аналитическое решение уравнения материального баланса и характеристики вытеснения, используют существенно различные концепции, поэтому полного совпадения между результатами расчетов не может быть в общем случае по определению. Кроме того, применительно к нефти наблюдаемое различие в КДД может быть обусловлено и тем, что найденные по ходу решения обратной задачи параметры характеристики вытеснения хотя и позволяют достичь очень хорошего соответствия между фактическими и расчетными динамиками добычи нефти суммарно по пластам, тем не менее дают по сравнению с расчетами на совместной ГДМ заниженные темпы обводнения для пласта Ю₂ и завышенные – для пласта Ю₄. Это позволяет говорить о необходимости более глубокого изучения связи между параметрами характеристик вытеснения с ОФП, в т.ч. и с позиции неоднородного строения пласта.

В таб. 24 приведено сопоставление расчетных значений коэффициентов разделения накопленной (на последнюю дату) добычи жидкости и нефти по пластам, полученных с использованием метода CRMML и по ГДМ. Результаты достаточно близкие, следовательно, можно утверждать, что метод CRMML позволяет получить не только правильную тенденцию в ранжировании коэффициентов разделения добычи (основная доля добычи приходится на пласт Ю₂, а наименьшая – на пласт Ю₃), но и сами значения этих коэффициентов.

Таб. 24. Сопоставление коэффициентов разделения накопленной добычи жидкости и нефти

| Модель | Коэф. раздел. добычи жидкости, % | | | Коэф. раздел. добычи нефти, % | | |
|--------|----------------------------------|----------------|----------------|-------------------------------|----------------|----------------|
| | Ю ₂ | Ю ₃ | Ю ₄ | Ю ₂ | Ю ₃ | Ю ₄ |
| CRM | 87,9 | 0,6 | 11,5 | 91,4 | 0,5 | 8,1 |
| ГДМ | 92,5 | 1,1 | 6,4 | 89,8 | 1,3 | 8,9 |

Исходя из приведенных результатов апробации метода CRMML на примере пяти реальных месторождений, можно говорить о его состоятельности для решения практических задач анализа разработки нефтяных многопластовых месторождений. Отметим, что получение данных по методу CRMML вместе со сбором данных и проведением расчетов (автоматическое решение обратной задачи) заняло несколько часов, а создание ГДМ, включая ее ручную адаптацию, может занять несколько месяцев. При этом без предварительной оценки сбалансированности приписанных на пласт объемов добычи, закачки со свойствами пластовой системы время работы с ГДМ, очевидно, может существенно увеличиваться.

Ограничением для применения метода CRMML является наличие в пласте свободного газа. Это связано с тем, что модель CRM в существующем виде применима только для слабосжимаемых флюидов, а кроме того, наличие свободного газа может сильно менять свойства системы «пласт-скважины», например, коэффициент продуктивности вследствие загазованности призабойной зоны скважины. Кроме того, достаточно открытым и требующим дальнейшего изучения является вопрос расчета по модели CRM показателей работы скважин по отдельным фазам. С учетом данных ограничений, основная сфера применения метода CRMML – это предшествующая гидродинамическому моделированию оценка параметров объекта моделирования с определением ориентировочных данных по объемам добычи и закачки на отдельные пласты. В этом смысле совместное использование модели CRM и ГДМ реализует концепцию иерархического моделирования.

6. УПРОЩЕННАЯ ЧИСЛЕННО-АНАЛИТИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ ГАЗОВОГО КОНУСА НАМГС НА ОСНОВЕ МОДЕЛИ CRM

6.1. ПРОБЛЕМАТИКА МАТЕМАТИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ РАБОТЫ НЕФТЯНЫХ СКВАЖИН В УСЛОВИЯХ ОБРАЗОВАНИЯ ГАЗОВЫХ/ВОДЯНЫХ КОНУСОВ

Специфической особенностью работы нефтяных скважин, зоны притока которых расположены в подгазовых зонах и/или над подстилающей водой, является образование так называемых газовых/водяных конусов (для вертикальных скважин) и гребней (для горизонтальных скважин). Далее для простоты будем использовать термин «конусообразование» вне зависимости от типа скважин, понимая, что для горизонтальных скважин правильнее использовать термин «гребнеобразование».

На сегодняшний день точного математического решения для задач конусообразования не имеется [61]. В математическом моделировании конусообразования выделяются два направления – аналитические расчеты и численное моделирование. При этом к аналитическому моделированию конусов относят и использование различных корреляционных зависимостей, получаемых на основе численного моделирования. Рассмотрим отдельно данные направления.

Аналитические методы и корреляции. Согласно [47], аналитические подходы к конусообразованию в основном применяются для обоснования критических дебитов газа и/или воды в скважину. Отметим, что полученные формулы в подавляющем большинстве случаев позволяют описать сами критические параметры без возможности описать процесс конусообразования в динамике. Меньшее количество аналитических работ по рас-

чету конусообразования касается определения времени прорыва. По сути, для данного параметра в основном используются полуаналитические подходы и корреляции.

Первыми работами по приближенному расчету образования конуса воды являются работы Muskat – Wyckoff и Чарного И. А. [99, 29]. Результаты этих работ позволяют вычислить критический (предельный) дебит вертикальной скважины и соответствующую ему максимальную (предельную) высоту конуса перед прорывом. Согласно [99], для вычисления предельных дебита и высоты конуса необходимо использовать специальные графики для их безразмерных аналогов, а также знать такие параметры, как: начальная (невозмущенная) нефтенасыщенная толщина пласта, длина интервала вскрытия, разница плотностей флюидов, вертикальная и горизонтальная проницаемость, вязкость нефти, расстояние от оси скважины до границы конуса. Отметим, что подобное вычисление по И. А. Чарному дает верхнее значение критического дебита, а по М. Маскету – его истинное значение. В последующих работах по конусообразованию были разработаны методы вычисления предельных параметров, не требующие применения каких-либо вспомогательных графиков. Далее остановимся на некоторых из этих работ.

В работе [11] представлены достаточно простые формулы для вычисления критического дебита горизонтальных и вертикальных скважин в анизотропном пласте.

В работе [12] обосновываются полуэмпирические формулы критического дебита нефти, оптимальной длины и размещения интервала вскрытия для вертикальной скважины при образовании конусов воды и газа. Ключевым моментом в работе является использование экспериментально (исходя из электрической аналогии для стационарной фильтрации) определяемых функций (они даются в виде палеток), отвечающих за геометрию системы «пласт-скважина» и ее фильтрационные свойства: радиус дренирования, мощность пласта, длина интервала притока, вертикальное расстояние от границ интервала притока до кровли и подошвы пласта, вертикальная и горизонтальная проницаемость. Отмечается, что приведенные формулы справедливы

для однородного пласта, однако могут являться и нижней оценкой для неоднородного пласта.

В работе [1] приводятся формулы для критического дебита при стационарной и псевдостационарной фильтрации. Данные формулы включают в себя радиус конуса, который определяется из численного моделирования конусообразования. В свою очередь адекватность численной модели конусообразования определяется исходя из физического моделирования конусообразования. Это делает приведенные аналитические формулы недостаточно удобными для практического применения, но усиливает уровень доверия к получаемым результатам.

В работе [46] предлагается аналитическое решение для оценки критического дебита и оптимальной доли вскрытия пласта в вертикальных скважинах. Используемая модель конусообразования основывается на представлении процесса как комбинации радиального и сферического потоков, учитывает анизотропию проницаемости и частичное вскрытие пласта.

В работе [35] представлена полуаналитическая модель для вычисления критического дебита и времени прорыва для горизонтальных скважин в условиях образования одного или двух конусов газа и воды. Верификация модели проведена сопоставлением результатов, полученных по ней, с результатами численного моделирования. Отметим, что авторами при построении численных моделей осуществлена оценка количества ячеек расчетной сетки, необходимой для получения сходимости численного решения. Показано, что расчетное по модели время прорыва (газа) увеличивается до некоторого количества ячеек и затем выполаживается, причем чем больше критический дебит, тем менее выражена эта зависимость. Весьма полезным в данной статье является детальная иллюстрация в виде относительных ошибок для вычисленных по методике критических параметров в сравнении с численными расчетами на гидродинамической модели.

В работе [2] предлагается аналитическая модель конусообразования, позволяющая моделировать несколько скважин. Модель учитывает капиллярное давление и ОФП. В данной модели граничным условием является отсутствие потока при постоянном

давлении, предполагается вертикальное равновесие и стационарность. Отмечается целесообразность применения аналитических моделей по сравнению с использованием симуляторов для относительно простых случаев, поскольку аналитические модели не требуют больших вычислительных ресурсов и не подвержены влиянию размера ячеек расчетной сетки.

В работе [33] изложен метод оперативной оценки критического дебита и оптимального положения горизонтальной скважины в тонкой нефтяной оторочке между газовой шапкой и подстилающей водой. Метод заключается в использовании полуаналитического узлового анализа (первый этап) и прокси-моделей (второй этап). На первом этапе с помощью аналитических формул для критического дебита в случае газового или водяного конуса заполняется таблица со столбцами «расстояние от скважины до ГНК», «расстояние от скважины до ВНК», «критический дебит для конуса газа», «критический дебит для конуса воды». На основании данной таблицы строятся графики типа «критический дебит – расстояние», пересечение которых дает оптимальный критический дебит нефти и расстояния от скважины до ГНК и ВНК. Второй этап заключается в построении прокси-моделей для критического дебита и оптимального расстояния. Каждая из прокси-моделей представляет собой многопараметрическую формулу с коэффициентами (уравнение регрессии), учитывающими физические параметры, такие как влияние проницаемости, толщина оторочки, плотности флюидов и т.п. Значения коэффициентов получаются в результате регрессионного анализа исходя из предельных значений физических параметров. Показанное в статье сравнение по критическому дебиту нефти и оптимальному расстоянию, полученным по полуаналитическому узловому анализу и прокси-модели, показывает их полное соответствие.

Аналитические формулы для критического дебита вертикальной и горизонтальной скважин получены Joshi S. D. и приведены в статье [19]. Исходя из анализа аналогичных формул, можно сказать, что формулы Joshi являются одними из самых простых и при этом, как показывает практика, наиболее распространенными.

При всем многообразии аналитических методов и корреляций для моделирования работы скважин в условиях конусообразования особый интерес представляют работы, в которых делается сравнительный анализ результатов, полученных разными способами. Так, в работах [66, 8, 22] приводятся сопоставления критических дебитов вертикальных и/или горизонтальных скважин, полученных по разным методикам. Обращает на себя внимание тот факт, что результаты расчетов при одинаковых исходных данных значительно различаются. В [8] приводится сопоставление критических дебитов вертикальных скважин в зависимости от степени вскрытия пласта, вычисленных по шести разным методикам. Четыре метода показывают монотонную зависимость, а два – немонотонную (включая и оригинальную методику, изложенную в [8]). Аналогичные результаты приводятся в [22], но уже для восьми методов, разработанных для вертикальных скважин. В этой же работе даются результаты расчетов критического дебита горизонтальных скважин: по пяти методикам разброс в величинах составляет от 27 до 241 баррелей/сут, т.е. почти на порядок. На существующее различие в величинах критических дебитов, получаемых по разным методикам, как для вертикальных, так и для горизонтальных скважин обращает внимание Джоши С.Д. в своей монографии «Основы технологии горизонтальной скважины» [66], причем «на взгляд автора книги, нельзя говорить о каком-либо методе, что он правильный или нет». Наблюдаемые различия автор объясняет исходя из разных допущений при получении решений.

В [66] также дается описание нескольких методов расчета времени прорыва конуса в вертикальную и горизонтальную скважины. Для вертикальной скважины приводится сопоставление результатов при одинаковых исходных данных. Аналогично ситуации с расчетом критического дебита, расчетные времена прорыва заметно различаются. Так, для дебита нефти 500 баррелей/сут различие по двум методам (Sobochinski – Cornelius и Bournazel – Jeanson) составляет $1,87/0,78 = 2,4$ раза, а для 1000 баррелей/сут – $0,67/0,3 = 2,2$ раза.

В работе [32] представлены формулы для расчета времени прорыва конусов газа, воды (в отдельности или вместе) в горизонтальную скважину. В основе примененного для получения

формулы подхода лежит использование технологии экспериментального дизайна. Это дало возможность в многопараметрическом виде записать формулу для количества нефти, накопленной на момент прорыва конуса. По мнению авторов статьи, их модель расчета времени прорыва является достаточно надежной.

Recham R. на основе численного моделирования для вертикальных и горизонтальных скважин получил корреляции для суперкритического дебита, времени прорыва газа и воды [39]. В рассмотренном подходе оптимальная величина дебита нефти получается не исходя из условия отсутствия воды и/или газа в продукции скважины, а обусловлена экономически и допускает наличие в продукции скважины газа и/или воды.

Значительно меньшее количество работ посвящено возможности вычисления показателей работы скважин после прорывов воды и/или газа. В статье [47] предлагается аналитический подход для вычисления показателей работы скважины после прорыва в нее газа или воды. Данная модель основана на расширении двумерной модели гравитационного дренажа для критических дебитов и может быть применена для трехфазного случая путем объединения двух двухфазных моделей.

Permadi P. и Jayadi T. предлагают полуэмпирический подход для вычисления динамики обводненности после прорыва конуса воды в горизонтальную скважину [37]. Подход разработан в предположении линейного стационарного потока к скважине, включает материальный баланс и в виде итерационной процедуры позволяет вычислить в динамике дебиты нефти и воды. Особенностью этого подхода является использование корректирующего множителя, нивелирующего сделанные допущения. Для корректирующего множителя на основе численного моделирования авторами статьи разработаны эмпирические корреляции, учитывающие фазовые проницаемости в концевых точках, динамические вязкости, анизотропию проницаемости, размеры области дренирования и длину рабочего интервала скважины.

Корреляции для оценок влияния конусообразования на работу скважин получаются на основе лабораторных, промысловых или компьютерных экспериментов. В части работ корреляции

представляют собой формулы для вычисления критических дебитов и времени прорыва в размерной форме, а в другой части – в безразмерной форме. Переход от безразмерных величин к размерным осуществляется с использованием формул, в которых безразмерная величина выступает в роли коэффициента. Согласно [61], этот коэффициент определяется геометрией, под которой, очевидно, понимается конфигурация области дренирования.

Yang W. и Wattenbarger R. выделяют две категории подходов к получению корреляций, причем одна касается аналитических расчетов, а другая – эмпирики [52]. В данной статье приводятся корреляции для критического дебита, времени прорыва и ВНФ после прорыва воды для вертикальных и горизонтальных скважин, полученные на основе численного моделирования с использованием расчетных сеток со сгущением вблизи скважин. Согласно [36], в настоящее время корреляция, предложенная Yang W. и Wattenberg R., наиболее популярна. В этой статье показано, что расчеты, выполненные с использованием корреляций, обоснованных на других месторождениях, дают худшие результаты, нежели применение оригинальных корреляций, полученных аналогичным образом, но для данного месторождения.

Benamara A. и Tiab D. на основе численного моделирования для вертикальных и горизонтальных скважин помимо корреляций для критических дебитов и времени прорыва получили корреляции для газонефтяного фактора после прорыва газа [7].

В связи с развитием скважинных технологий противодействия конусообразованию разрабатываются и аналитические подходы для приближенной оценки этих технологий. Так, например, в статье [38] предлагается аналитическая модель для технологии BWS, при которой ведется раздельная добыча нефти и воды через двухзбойную горизонтальную скважину.

Численное моделирование сейчас является главным инструментом для имитации разработки месторождений, в том числе и тогда, когда имеет место конусообразование. При этом в зависимости от решаемой задачи используются либо ГДМ с детальными расчетными сетками, либо упрощенные численные модели. Принципиальным моментом при численном моделировании

конусообразования является возможность корректной имитации динамики и пространственной конфигурации конусов.

Основным способом для увеличения точности имитации процесса конусообразования посредством численного моделирования является использование детальных расчетных сеток вблизи скважин. Обычно это достигается за счет использования технологии локального измельчения расчетных сеток (LGR) [56, 72]. Как правило, для вертикальных скважин используется измельчение в цилиндрических координатах, а для горизонтальных скважин – в декартовых координатах, но могут использоваться и неструктурированные расчетные сетки, позволяющие учитывать и сложные конфигурации стволов скважин, например, горизонтальные скважины с многостадийным ГРП. В условиях, когда нет возможности применять детальные расчетные сетки, в т.ч. и локальное измельчение расчетных сеток, для моделирования конусообразования можно применять локально заданные функции ОФП – псевдоОФП (см. параграф 1.3.2, п. 6).

Использование детальных расчетных сеток не гарантирует полной адекватности в имитации процесса конусообразования. Это связано с тем, что сложность моделирования работы скважины после прорыва в нее газа и/или воды по причине конусообразования связана не только с пластовыми процессами, но и с процессами в стволе скважины. В статье [30] приводится сопоставление работы умной скважины при образовании газового конуса в расчетных показателях, полученных на симуляторе скважины, на симуляторе пласта и при совмещении расчетов на симуляторах, имитирующих процессы в пласте и в скважине. Совмещение расчетов симулятора скважины и симулятора пласта осуществлено с помощью ПО Matlab по явной схеме, когда вычисленные показатели давления в симуляторе скважины являются граничными условиями для симулятора пласта и наоборот. Показано, что расчеты, выполненные на каждом из симуляторов, отличаются между собой. В частности, имитация прорыва газа на совместном симуляторе демонстрирует более быстрое падение давления, нежели на симуляторе пласта. Отмечается, что различия в расчетах и, соответственно, точность прогноза особенно

ярко проявляются при имитации быстро протекающих процессов, в том числе и применительно к отдельным клапанам, контролирующим приток в скважину.

Использование совместных моделей пласта и скважины или детальных моделей пласта требует значительных вычислительных ресурсов и не всегда оправдано из практических соображений, особенно для управления работой умных скважин в режиме реального времени, когда необходимо принимать решения по регулированию притока в скважину.

В работах [25, 26] рассматривается два подхода к управлению притоком газа в скважину. Физически регулирование поступления прорывного газа осуществляется корректировкой пропускной способности клапанов, расположенных вдоль ствола скважины, на основе расчетов по специально организованному алгоритму. Алгоритм основывается либо на анализе невязки между фактическими и контрольными значениями параметров [25], либо на моделировании работы скважины с последующим прогнозированием ее работы [26] с помощью модели прогнозного управления.

Вообще, реализация технологии умных скважин в виде модели прогнозного управления – нетривиальная математическая задача, для эффективного решения которой требуется разработка и использование специальных методик. Так, в статье [27] описывается нелинейная модель прогнозного управления, которую авторы описывают как эффективную в расчетном и технологическом аспектах. В качестве иллюстрации в статье приводятся данные о том, что для умной скважины в рамках предлагаемой модели прогнозного управления найден такой алгоритм управления системой клапанов, при котором добыча нефти на 68% выше, чем добыча с постоянным отбором жидкости с ограничением на добычу газа и обводненность.

Как видно из вышесказанного, имеет место огромное разнообразие подходов к математическому моделированию конусообразования. Такая ситуация связана с тем, что моделирование конусообразования имеет большое практическое значение. При этом наблюдается стандартная картина, когда простые аналитические методы позволяют моделировать только достаточно простые

случаи, а численное моделирование, хотя и позволяет учесть многообразие различных факторов, характеризуется низкой вычислительной эффективностью. Следовательно, компромиссным вариантом является использование упрощенных численных моделей, например модели GORM (Gas Oil Ratio Model) [77].

Упрощенная численная модель GORM разработана для расчета динамики дебитов нефти и газа при работе горизонтальной нефтяной скважины в условиях образования газового конуса. Ее суть, согласно [77], состоит в моделировании процесса конусообразования как безнапорной фильтрации. Трехмерность задачи реализуется путем представления поверхности конуса газа (поверхности ГНК) как сеточной функции, определенной в прямоугольной области вдоль (координата y) и поперек (координата x) оси горизонтальной скважины. Таким образом, для каждой линии в поперечном направлении записывается одномерное уравнение безнапорной фильтрации относительно высоты h (вертикальная координата) от некоторой горизонтальной плоскости до ГНК:

$$\frac{\partial h}{\partial t} = \alpha \frac{\partial}{\partial x} \left(h \frac{\partial h}{\partial x} \right), \quad (6.1)$$

$$\alpha = \frac{k \Delta \rho g}{\mu \varphi} \quad (6.2)$$

(k – абсолютная проницаемость, $\Delta \rho$ – разница плотностей газа и нефти, g – ускорение свободного падения, μ – динамическая вязкость, φ – пористость).

Решение набора уравнений (6.1), записанных для дискретных отметок вдоль оси горизонтальной скважины в пределах ее длины, позволяет определить пространственную конфигурацию поверхности ГНК на разные моменты времени, в т.ч. на момент прорыва газа в скважину и после этого момента времени. На рис. 96 показана эволюция поверхности ГНК, рассчитанная по модели GORM на разные моменты времени. Видно, что конусообразование начинается у пятки скважины, а при достижении ствола скважины происходит расширение конуса.

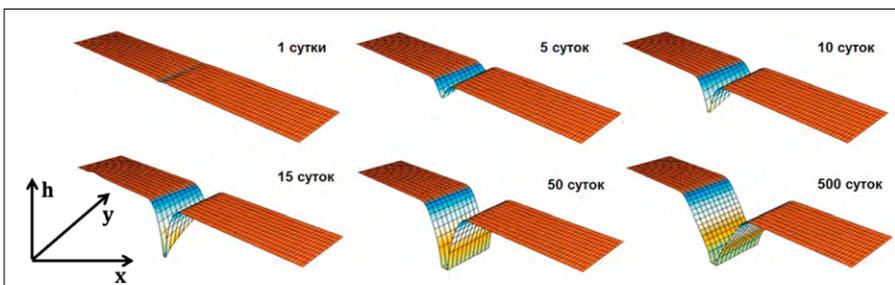


Рис. 96. Эволюция поверхности ГНК

Граничное условие записывается для удельного на единицу длины горизонтального ствола объемного расхода нефти \tilde{q}_o по формуле:

$$\tilde{q}_o = 2\alpha\phi h \frac{\partial h(t, 0)}{\partial x} = J_o(1 - \delta^2(y))\Delta p(y), \quad (6.3)$$

где J_o – удельный на единицу длины горизонтального ствола коэффициент продуктивности скважины по нефти, δ – безразмерный уровень нефти в стволе скважины, определяемый по формуле

$$\delta(t, y) = \frac{z_w(y) - h(t, 0, y)}{d} \quad (6.4)$$

(z_w – уровень верхней точки ствола скважины, d – диаметр ствола скважины), Δp – перепад давления в направлении x для фиксированного значения координаты y , который вычисляется по формуле:

$$\Delta p(y) = \left((\beta - 1) \frac{y}{L} + 1 \right) \Delta p_0 = K(y)\Delta p_0, \quad (6.5)$$

где L – длина скважины, Δp_0 – перепад давления на пятке скважины, β – кратность перепада давлений на пятке скважины и на носке скважины.

Соотношение расходов газа q_g и нефти q_o , позволяющее вычислить один из расходов при известном другом расходе, определяется формулой:

$$\frac{q_g}{q_o} = \frac{J_g \int_0^L \delta^2 K(y) dy}{J_o \int_0^L (1 - \delta^2) K(y) dy} = \gamma \psi, \quad (6.6)$$

где J_g – удельный на единицу длины горизонтального ствола коэффициент продуктивности скважины по газу, γ – коэффициент относительной продуктивности по газу и по нефти, ψ – коэффициент притока нефти.

Дебит газа на устье скважины связан с расходом нефти формулой

$$Q_g = q_o \left(\frac{\gamma \psi}{B_g} + \frac{R_s}{B_o} \right) \quad (6.7)$$

(R_s – газовый фактор, B_g – объемный коэффициент газа, B_o – объемный коэффициент нефти).

В статье [77] указывается, что модели GORM настроены почти для ста скважин месторождения Тролл. На рис. 97 показан пример динамик дебита газа (граничное условие), дебита нефти и газонефтяного фактора для одной из скважин месторождения Тролл. Видно, что модель GORM позволяет достаточно качественно имитировать сложные немонотонные динамики технологических показателей работы скважины, причем это свойство проявляет себя как на этапе настройки модели, так и на этапе прогнозирования. Следовательно, модель GORM можно характеризовать как обладающую высокой прогностической способностью, что является самым главным требованием к любой математической модели. Понятно, что эта характеристика относится не к каждой скважине, но, как отмечают авторы статьи: «Результаты могут быть оценены в диапазоне от отличных до неудовлетворительных. При этом для большинства скважин характерны хорошие или приемлемые

результаты». В статье [32] отмечается успешное применение модели GORM для прогнозирования добычи на месторождении Тролл в течение нескольких лет для более 50 скважин.

Среди причин, ограничивающих использование модели GORM, в статье [77] приведены допущение о горизонтальном потоке нефти и невозможность учета препятствий потоку в пласте. Тем не менее подавляющее количество положительных примеров применения модели GORM свидетельствует о целесообразности ее использования для практических целей. Заметим, что положительные примеры использования модели GORM встречаются и в других статьях. Так, в статье [15] описано применение модели GORM и метода Ляпунова для получения оптимальной динамики управления скважиной. А в статье [40] приводится алгоритм, использующий модель GORM для управления притоком в скважину при прорыве газа и решение вариационных задач максимизации чистого дисконтированного дохода.

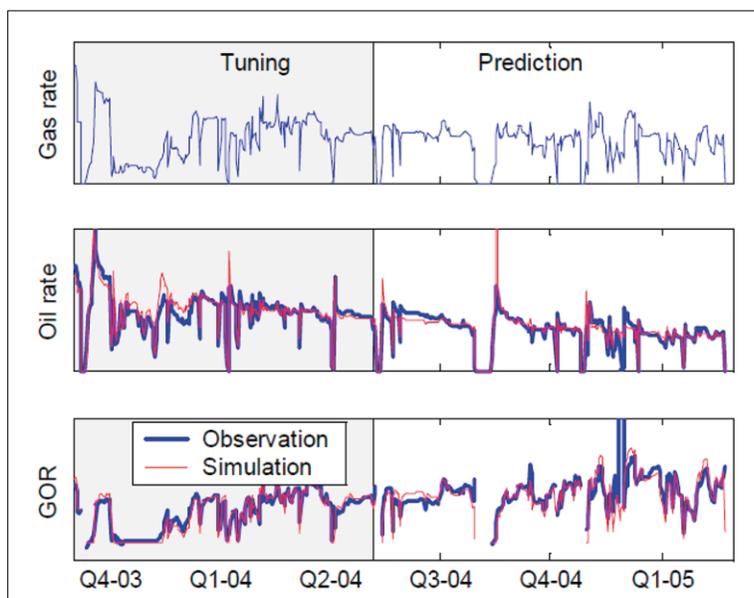


Рис. 97. Фактические и расчетные динамики дебита газа, дебита нефти и газонефтяного фактора [77]

6.2. ТЕОРИЯ И ТЕСТИРОВАНИЕ МОДЕЛИ NAMGC

Модель NAMGC (Numerical-Analytical Model of Gas Coning – численно-аналитическая модель газового конуса) предназначена для экспресс-моделирования работы горизонтальных нефтяных скважин в условиях образования газового конуса и поддержания пластового давления. Эта модель представляет собой симбиоз упрощенной численной модели газового конуса GORM и аналитической модели CRM (глава 1).

Основная идея модели NAMGC состоит в том, что модель GORM используется как вспомогательный инструмент для вычисления динамики дебита нефти по модели CRM по формулам (1.5) или (1.8). Как видно из формулы (1.3), константа времени «тау» выражается через коэффициенты полной сжимаемости пласта, поровый объем и коэффициент продуктивности. Кроме того, коэффициент продуктивности входит в формулу (1.5). В модели NAMGC принимается, что величины, определяющие константу времени «тау» и коэффициент продуктивности, вычисляются как средние арифметические на соответствующих временных интервалах исходя из изменения во времени и в пространстве газового конуса, определяемого по модели GORM. Тем самым динамика дебита нефти по формулам (1.5) или (1.8) становится зависимой от загазованности порового объема зоны дренирования скважины и, в частности, от того, насколько конус газа проник в ствол скважины и изменил ее коэффициент продуктивности.

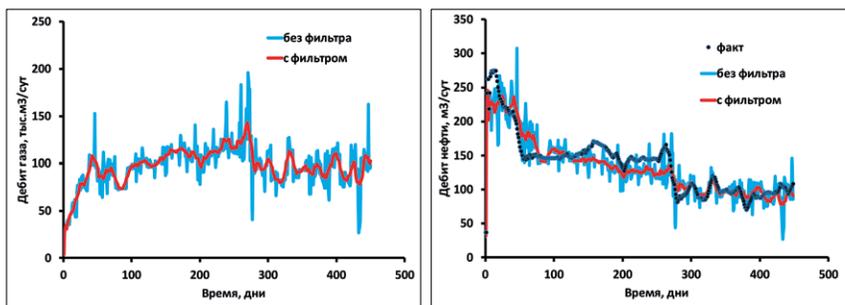
Предложенная модификация формулы CRM, строго говоря, не является результатом решения уравнения материального баланса (1.2), а по своей сути является удобной аппроксимацией дебита временным рядом. Но поскольку структура формул (1.5) или (1.8) никак не изменилась, далее по-прежнему будем пользоваться понятием модели CRM. Заметим еще раз, что хотя формулы модели CRM получены в предположении о постоянстве коэффициента продуктивности и константы времени «тау», в своей работе Saugrour M. [42] указывает на то, что константа времени в модели CRMT может быть модифицирована в разные моменты времени исходя из изменения количества скважин как

фактора, определяющего суммарный по скважинам коэффициент продуктивности, а значит и константу времени.

Поскольку в модели NAMGC модель GORM является вспомогательной для аналитической модели CRM, схема использования обеих этих моделей является последовательной: вначале «отрабатывает» GORM, затем CRM. В обоих случаях требуется решение обратных задач для определения неизвестных параметров моделей. Огромное значение на решение обратных задач оказывает то, каким образом задан диапазон изменения УП, в частности используемые функции распределения для УП. Для модели NAMGC оказалось, что приемлемое качество адаптации достигается только при использовании равномерного закона распределения для всех УП.

Динамика технологических показателей работы скважин, как правило, характеризуется ярко выраженной немонотонностью, подобно тому, как показано на рис. 01. Это может быть связано с особенностями течения в стволе скважины, конструкцией устьевого оборудования и точностью замеров. Последний фактор для дебита газа является наиболее значимым, и его влияние необходимо уменьшить. Для этой цели входные исторические данные по динамике дебитов газа должны «пропускаться» через специальный числовой фильтр, например фильтр Савицкого – Голея [41]. Это позволяет значительно уменьшить высокочастотные колебания в данных при сохранении общей формы.

На рис. 98 показаны фактические динамики дебита газа и соответствующие им расчетные динамики дебита нефти. Видно, что в случае отсутствия фильтрации входных данных результат расчета дебита нефти носит отпечаток высокочастотных колебаний дебита газа, а в худшем случае может приводить к появлению нефизичной (численной) дисперсии и к разболтке решения.



а)

б)

Рис. 98. Фактические динамики дебита газа (а)
и расчетные дебиты нефти (б)

Тестирование модели NAMGC проведено по методу ретроспективного теста для 14 скважин подгазовой зоны месторождения Восточной Сибири, причем прогнозный интервал составлял три месяца. Критерием успешности прохождения ретроспективного теста являлось не превышение 25%-го отклонения между расчетными и фактическими данными по динамикам добычи нефти и забойному давлению в течение прогнозного интервала времени.

На рис. 99 показан пример сопоставления фактических и расчетных (по моделям GORM и CRM) динамик дебита нефти для двух скважин на историческом (адаптационном) и прогнозных интервалах времени. Одна скважина (на рисунке данные слева) характеризуется значительным газовым фактором, а другая (на рисунке данные справа) – газовым фактором на уровне начального газосодержания. Как видно из рисунка, в обоих случаях расчеты по модели GORM несколько хуже соответствуют факту, чем расчеты по модели CRM. Аналогичная ситуация наблюдается для всех проведенных результатов. При этом встречаются и такие ситуации, когда GORM в принципе не дает приемлемого результата, а CRM обеспечивает удовлетворительное соответствие между фактической и расчетной динамиками дебита нефти. По всей видимости, это связано с тем, что в модели CRM учитывается влияние закачки, а в модели GORM влияние закачки не учитывается.

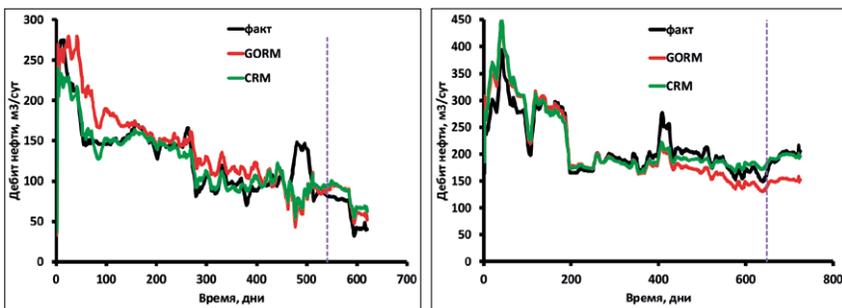
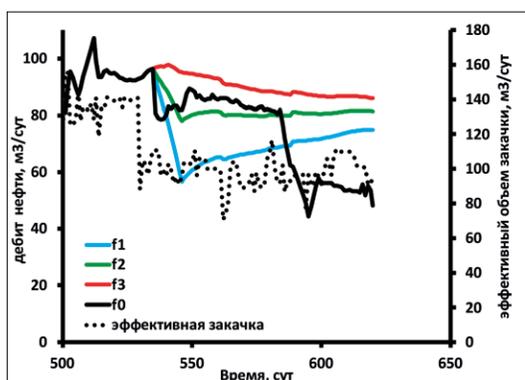


Рис. 99. Фактические и расчетные динамики дебита нефти для двух скважин. Пунктирная линия – граница истории и прогноза

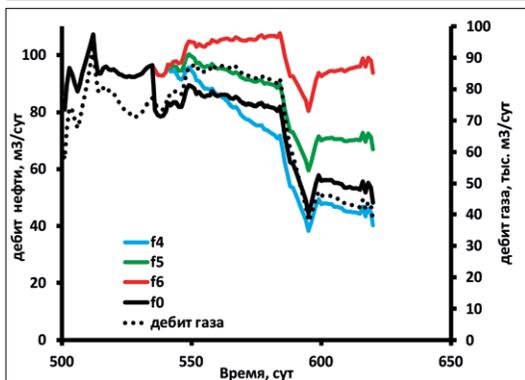
Положительный результат ретроспективного тестирования получен для 10 из 14 скважин.

6.3. ПРИМЕНЕНИЕ МОДЕЛИ NAMGC ДЛЯ ОБОСНОВАНИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ РЕЖИМОВ НЕФТЯНЫХ СКВАЖИН ПОДГАЗОВЫХ ЗОН

Рассмотрим применение модели NAMGC для проведения сопоставительных прогнозных расчетов с фактическими данными по скважинам того же месторождения и на тех же «прогнозных» временных промежутках, что и для ретроспективного теста. Такой подход позволяет на количественном уровне оценить эффективность фактической эксплуатации скважины и в итоге предложить возможные способы улучшения производительности скважины при ее дальнейшей эксплуатации.



а)



б)

Рис. 100. Динамика показателей скважины:
а) динамика дебита нефти при разных отборах газа,
б) динамика дебита нефти при разных объемах закачки

Варианты f1, f2 и f3 представляют собой постоянный отбор газа с фактическими темпами закачки и отличаются между собой величиной дебита газа, составляющей, соответственно, 50%, 100% и 150% от фактического на первую дату прогноза. Варианты f4, f5 и f6 представляют собой постоянную закачку, равную, соответственно, 50%, 100% и 150% от фактической закачки на первую дату прогноза, но с фактическими темпами отбора газа. Вариант f0 соответствует фактическим данным. Заметим, что в вариантах учитывается уровень эффективной закачки, которая определяется как сумма объемов закачки по скважинам ячейки заводнения на соответствующие коэффициенты взаимовлияния. Результаты расчетов показаны на рис. 100.

Как видно из рис. 100а, увеличение дебита газа приводит к увеличению отбора нефти, при этом кратность увеличения отбора газа не приводит к увеличению дебита нефти с меньшей кратностью. При соотношении отборов газа по вариантам как 0,5:1,0:1,5, темпы средних отборов нефти за тот же промежуток времени соотносятся как 0,85:1,0:1,11. Это означает, что при одном и том же темпе закачки уменьшение отбора газа на 50% приводит к уменьшению добычи нефти на 15%, а увеличение отбора газа на 50% приводит к увеличению добычи нефти на 11%. Также из рис. 100а видно, что для вариантов f0, f1 и f2 вначале прогнозного интервала времени имеет место уменьшение добычи нефти вследствие уменьшения закачки, а для варианта f3 – небольшое увеличение добычи нефти, что связано с увеличением депрессии за счет увеличения добычи газа в 1,5 раза. Затем по варианту f1 происходит постепенный рост дебита нефти, по варианту f2 – стабилизация, а по варианту f3 – падение дебита нефти. Такая особенность связана с поведением газового конуса. При небольшом отборе пластовых флюидов (вариант f1) объем закачки достаточен для оттеснения газового конуса и дополнительного притока нефти. В варианте f3, наоборот, поддержание стабильно высоких отборов газа сопровождается постепенным ростом загазованности призабойной зоны и ствола скважины, что в конечном итоге приводит к монотонному уменьшению дебита нефти.

Увеличение темпов закачки (варианты f4, f5, f6) оказывает положительное влияние на дебит нефти (рис. 100б). Видимая немонотонность в динамике дебита нефти связана с немонотонностью отбора газа и с эволюцией газового конуса. Заданная вариация объемов закачки в соотношении 0,5:1,0:1,5 приводит к изменению в средних отборах нефти как 0,82:1,0:1,18. Сравнение вариантов расчетов с вариацией объемов закачки и с вариацией объемов добычи газа позволяет говорить о том, что в рассматриваемом случае эффект получился примерно одинаковым.

Приведенный выше анализ свойственен и другим скважинам подгазовой зоны рассматриваемого месторождения, хотя и в разных количественных соотношениях, что объясняется локальными особенностями строения пласта и его фильтрационно-емкостными свойствами, а также разной проводкой скважин относительно ГНК. С учетом существующих технологических и экономических факторов, моделирование показало, что для увеличения темпов отбора нефти более выгодно усиление закачки, нежели снижение забойного давления, сопутствующее увеличению отбора газа. Это связано с тем, что увеличение закачки не приводит к увеличению газового фактора и позволяет поддержать или даже увеличить добычу нефти.

В условиях негативного влияния больших газовых факторов нефтяные скважины на промысле приходится останавливать, а затем, после некоторого промежутка времени, вновь запускать в работу. В такой ситуации важно подобрать наиболее оптимальный вариант периодической эксплуатации, который бы позволил при допустимом газовом факторе добыть максимальное количество нефти. В этой связи для двух скважин (условно, скважины 1 и скважины 2) было рассмотрено сравнение двух периодических режимов (6 дней простоя / 12 дней работы, 10 дней простоя / 10 дней работы) и режима постоянной работы скважины, когда для всех вариантов накопленная добыча газа одинакова.

Как видно из таб. 25, таб. 26, эффект для скважин получился различным – для скважины 1 периодическая эксплуатация скважины по сравнению с ее непрерывной работой позволяет увеличить добычу нефти, а для скважины 2, наоборот, уменьшить. Анализ особенностей геологического строения, проводки скважин и рас-

положения зон притока позволяет говорить о том, что решающую роль играет наличие или отсутствие препятствий как для образования, так и для расформирования газового конуса. Отметим, что для скважины 1 фактические пиковые значения ГНФ по ней в 2,5 раза выше, чем по скважине 2. Следовательно, можно предположить, что периодический режим будет более выгоден для скважин, характеризующихся сравнительно более высокими темпами роста и значениями ГНФ.

Таб. 25. Сравнение показателей разработки для скважины 1

| Вариант | Кол-во дней в работе | Накопленная добыча | | Относит. разн. от пост. отб., % | | Дебит нефти, м ³ /сут | | | ГНФ, м ³ /м ³ | | |
|------------------|----------------------|--------------------------|-----------------------|---------------------------------|---------|----------------------------------|-------|--------|-------------------------------------|-------|--------|
| | | Газ, тыс. м ³ | Нефть, м ³ | Газ | Нефть | Мин. | Макс. | Средн. | Мин. | Макс. | Средн. |
| постоянный отбор | 522 | 9396 | 7319,6 | 0,00% | 0,00% | 11 | 20 | 14 | 878 | 1635 | 1318 |
| 10 через 10 | 260 | 9360 | 8167,04 | 0,38% | -11,58% | 18 | 93 | 31 | 388 | 2036 | 1338 |
| 6 через 12 | 348 | 9396 | 7824,29 | 0,00% | -6,90% | 14 | 67 | 22 | 402 | 1940 | 1347 |

Таб. 26. Сравнение показателей разработки для скважины 2

| Вариант | Кол-во дней в работе | Накопленная добыча | | Относит. разн. от пост. отб., % | | Дебит нефти, м ³ /сут | | | ГНФ, м ³ /м ³ | | |
|------------------|----------------------|--------------------------|-----------------------|---------------------------------|-------|----------------------------------|-------|--------|-------------------------------------|-------|--------|
| | | Газ, тыс. м ³ | Нефть, м ³ | Газ | Нефть | Мин. | Макс. | Средн. | Мин. | Макс. | Средн. |
| постоянный отбор | 581 | 20335 | 29409,39 | 0,00% | 0,00% | 43 | 61 | 51 | 578 | 819 | 700 |
| 10 через 10 | 291 | 20370 | 27649,35 | -0,17% | 5,98% | 58 | 183 | 95 | 384 | 806 | 1217 |
| 6 через 12 | 389 | 20422,5 | 28887,98 | -0,43% | 1,77% | 51 | 130 | 74 | 403 | 1024 | 742 |

На работу нефтяной горизонтальной скважины в подгазовой зоне оказывает влияние масса факторов, в том числе проводка скважины и ее технологический режим, при этом мерилom эффективности может служить изменчивость газового фактора в зависимости от изменения расстояния скважины от ГНК и/или от изменения забойного давления. Рассмотрим далее на примере одной скважины анализ влияния перечисленных факторов, проведенный с использованием модели NAMGC.

На рис. 101 показана зависимость между газовым фактором и забойным давлением, полученная при вариации вертикального смещения скважины (доля мощности пласта) вверх (отрицательные значения) и вниз (положительные значения) относительно ее фактического положения (ноль). Представленные зависимости получены для среднегодовых значений. Использование осреднения на меньших отрезках времени не позволило получить устойчивых тенденций по причине значительной флуктуации исходных данных. Видно, что зависимости между газовым фактором и забойным давлением могут быть аппроксимированы экспоненциальной зависимостью. Следовательно, уменьшение забойного давления будет приводить к стремительному увеличению газового фактора.

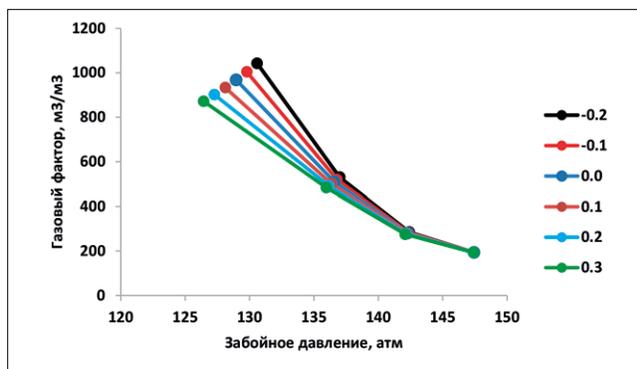


Рис. 101. Зависимость между газовым фактором и забойным давлением от смещения скважины

Смещение вниз горизонтального ствола приводит к тому, что при одинаковом забойном давлении газовый фактор скважины уменьшается. При этом чем меньше забойное давление, тем заметнее различие в изменении газового фактора. Это означает, что чувствительность газового фактора к величине забойного давления тем больше, чем ближе скважина расположена к ГНК. Следовательно, наибольшие отборы нефти в скважинах подгазовой зоны могут быть получены в случае проводки горизонтального ствола в непосредственной близости от подошвы пласта. Только в этом случае возможна работа скважины при максимально допустимой депрессии.

Полученные с использованием упрощенной численно-аналитической модели NAMGC результаты показывают непротиворечивость с результатами гидродинамического моделирования, а значит, показывают принципиальную применимость модели NAMGC для решения практических задач сопровождения разработки. Кроме этого, учитывая, что при таком подходе требуется значительно меньшее время расчетов, становится возможным развитие и применение технологий умных скважин для оптимизации разработки.

7. ПЕРСПЕКТИВНЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ РАЗВИТИЯ АНАЛИТИЧЕСКИХ МОДЕЛЕЙ

7.1. АКТУАЛЬНЫЕ ЗАДАЧИ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ КАК ПОТЕНЦИАЛЬНЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ РАЗВИТИЯ МЕТОДОВ ОПРЕДЕЛЕНИЯ КОЭФФИЦИЕНТОВ ВЛИЯНИЯ СКВАЖИН

Задачи мониторинга разработки нефтяных месторождений, в решении которых помогает применение моделей CRM, были рассмотрены в предыдущих главах. Однако имеет место ряд актуальных задач, для которых есть основание полагать, что в их решении поможет знание коэффициентов взаимовлияния. При этом возможно, что для разных задач из этого списка более успешными окажутся разные модели и методы оценки взаимного влияния скважин. Приведем список наиболее перспективных, на наш взгляд, задач с небольшими комментариями.

- ***Оптимизация ППД с точки зрения компенсации***

Рассмотренная в главе 4 методика оптимизации приемистостей скважин в качестве целевой функции использует суммарную добычу нефти на некотором прогнозном периоде. Однако, разумеется, это не единственный целевой показатель, на который следует ориентироваться при принятии решений об оптимизации системы ППД. Другим, не менее важным показателем является компенсация, рассматриваемая обычно по элементам заводнения. Как уже упоминалось ранее, из модели CRMP естественным образом следует возможность оценки компенсации по каждой добывающей скважине в отдельности. Более того, в главе 3 предлагается целевая функция, которая, как отдельно, так и совместно с суммарной добычей нефти, может использоваться для оптимизации системы ППД. Тем не менее для разработки программного инструмента для решения таких задач на практике необходимым условием является исследование

их корректности, устойчивости и разработка специализированных численных методов. В отсутствие таковых найденные решения не будут достоверно оптимальными, а временные затраты – приемлемыми.

- **Оценка правильности выделения элементов заводнения**

Элементы заводнения (блоки, ячейки заводнения и т.п.) традиционно используются для оценки компенсации. При этом методики выделения таких элементов, как правило, сводятся к объединению в элементы близко расположенных скважин (например, в качестве таких элементов могут выступать многоугольники, в углах которых расположены нагнетательные скважины). В то же время коэффициенты взаимного влияния могут (опосредованно, через исторические данные о добыче и закачке) учесть не только геометрическую близость скважин, но особенности геологического строения эксплуатируемого объекта: его неоднородную гидропроводность, тектонические нарушения и т.д. Учет такого рода информации может в значительной мере уточнить оценку компенсации за счет правильного объединения скважин в элементы заводнения. В качестве простейшего метода учета может выступить поиск пар скважин с высокими значениями коэффициентов взаимовлияния, но не относящимися к одному элементу заводнения.

- **Подбор кандидатов под ГТМ**

Как уже упоминалось ранее, после проведения ГТМ, в общем случае, происходят изменения потоков в эксплуатируемом объекте, поэтому требуется перенастройка модели CRM (или другой модели для оценки взаимовлияния скважин). Это существенно сужает возможности применения таких моделей, в частности для подбора скважин-кандидатов под ГТМ. В связи с этим представляется актуальным направление исследований снижения влияния ГТМ (хотя бы отдельных типов) на настройку модели, а также – оценка изменений значений параметров в результате планируемых ГТМ. На настоящий момент численные эксперименты показали, что ОПЗ и смену штуцера, которые меняют приемистость в пределах 20%, можно игнорировать – прогнозные свойства модели существенно не страдают.

- **Снижение влияния ГТМ на качество настройки моделей CRM**

Как уже неоднократно упоминалось ранее, ГТМ и остановки скважин способны менять картину потоков в пласте, что не может быть описано моделью CRMP, т.к. коэффициенты взаимовлияния предполагаются постоянными на всем периоде адаптации (и прогноза). При практическом использовании модели CRMP подобрать период для адаптации, не содержащий ГТМ, как правило, не представляется возможным, что негативно сказывается на настройке модели. Примеры модификаций моделей CRM, которые помогают нивелировать этот негативный эффект, изложены в статьях [78] и [97]. Первая из них (CRMs) вместо коэффициентов взаимовлияния вводит в рассмотрение проводимость каналов между скважинами. Вторая (OmegaCRM) – более точно описывает нестационарность притоков в контрольный объем добывающей скважины за счет модификации уравнения материального баланса: приток от нагнетательной скважины предполагается не мгновенным, как в CMRP, а постепенным, определяемым как решение нестационарного уравнения пьезопроводности. Конечно, в обоих случаях существенно повышается вычислительная сложность адаптации модели, а введенные в модель предположения требуют анализа в каждом случае практического применения. Тем не менее эти направления представляются перспективными.

- **Подбор кандидатов под перевод в ППД. Прогноз с учетом планируемых переводов в ППД**

Перевод скважины в ППД – яркий пример ограничений известных CRM-моделей. На практике необходимы модели, способные обосновать выбор скважин под ППД и предсказать эффект такого ГТМ. Однако для прогноза нужны, как минимум, коэффициенты влияния между новой нагнетательной и добывающими скважинами. Некоторый прогноз можно было бы получить, задав недостающие коэффициенты из каких-то экспертных соображений, однако методики оценки таких коэффициентов на настоящий момент нет. Некоторые надежды на прогресс в этой области возлагаются на модель TDP, являющуюся модификацией модели CRMP. Об этой модели подробнее сказано в п. 7.2.

- ***Подбор скважин для применения ПОТ и МУН***

Некоторое развитие методики обоснования применения потокоотклоняющих технологий и проведения таких ГТМ, как выравнивание профиля приемистости, произошло в процессе эксплуатации ПО «Ариадна». Выяснилось, что можно автоматически сформировать предварительный список кандидатов, если найти все пары скважин, для которых характерен высокий коэффициент взаимовлияния: для нагнетательной скважины – высокая приемистость, а для добывающей – высокая обводненность. Такое сочетание параметров может оказаться следствием сформировавшегося высокопроницаемого канала между этими скважинами, что можно устранить с помощью упомянутых выше ГТМ. Разумеется, этот предварительный список должен быть в дальнейшем сужен с помощью других методов анализа и с привлечением разного рода дополнительных данных, которыми модель CRM не оперирует.

- ***Оценка реализуемости планов оптимизации СЗ***

Модель CRM учитывает взаимное влияние только между добывающими и нагнетательными скважинами. Однако в случае достаточно близкого расположения нагнетательных скважин может оказаться, что увеличение приемистости на одной из них приводит к невозможности увеличения приемистости по другим вследствие повышения пластового давления вблизи них. В такой ситуации может возникнуть вопрос, реализуем ли тот или иной план оптимизации системы закачки. Попыткой ответа на такой вопрос стала модель CRMI, о которой будет сказано в п. 7.3.

- ***Учет трещин ГРП и оценка появления/наличия трещин автоГРП***

В рамках настройки и применения модели CRMP есть несколько аспектов, связанных с трещинами ГРП и автоГРП. С одной стороны, имеющаяся априорная информация о проведенном ГРП может быть заранее заложена в модель путем искусственно завышения коэффициентов влияния в направлении трещины. С другой стороны, имеют место вопросы к планам улучшения системы закачки – не может ли повышение приемистости

по отдельным скважинам привести к формированию трещин автоГРП? Для ответа на этот вопрос могут быть привлечены различные эмпирические зависимости для оценки депрессии по значениям приемистости, однако следует заметить, что они не универсальны и могут меняться от месторождения к месторождению. Третий аспект – возможность использования коэффициентов влияния модели CRMP для анализа наличия трещин автоГРП. Пример такого анализа изложен в [71].

Ниже приведены результаты исследований, связанных с некоторыми из перечисленных задач и направлений, а также интересные и перспективные модели для оценки коэффициентов взаимовлияния. Среди них – как модификации CRM, так и новые малоизвестные модели. Объединяет их то, что их развитие со временем может решить обозначенные задачи.

7.2. ИССЛЕДОВАНИЕ ВОЗМОЖНОСТЕЙ ПРАКТИЧЕСКОГО ИСПОЛЬЗОВАНИЯ МОДЕЛИ ВЗАИМОВЛИЯНИЯ ДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИН

Подробное описание модели взаимовлияния добывающих скважин (в иностранной литературе – TDP) было опубликовано в работе [5]. В работе предложены два подхода оценки взаимовлияния типа «добывающая-добывающая». В первом подходе поток жидкости между добывающими скважинами описывается производением взаимной проводимости на разницу забойного давления. Знак разницы забойного давления определяет направление потоков между добывающими скважинами. Во втором подходе поток жидкости между добывающими скважинами также определяется производением взаимной проводимости на разницу давлений, однако во втором случае используется среднее пластовое давление в окрестности добывающей скважины. Пластовое давление в окрестности добывающей скважины вычисляется через закон Дарси.

Второй подход сложен в реализации, поскольку дебит добывающей скважины зависит от текущих дебитов окружающих скважин, что существенно усложняет решение прямой задачи, а решение обратной задачи становится практически не реализуемым (вследствие вычислительной сложности).

Для первого варианта основная формула CRM принимает вид:

$$q_j(t_n) = q_j(t_0)e^{-\left(\frac{t_n-t_0}{\tau_j}\right)} + \sum_{k=1}^n \left[\left(\sum_{i=1}^{NI} (f_{ij} I_i^k) - J_j \tau_j \frac{\Delta p_j^k}{\Delta t_k} + \sum_{x=1}^{Np} T_{jx} (P_x^k - P_j^k) \right) e^{-\frac{t_n-t_k}{\tau_j}} \left(1 - e^{-\frac{t_k-t_{k-1}}{\tau_j}} \right) \right] \quad (7.1)$$

где q_j – дебит жидкости, τ_j – постоянная времени, f_{ij} – коэффициент взаимовлияния, I_i – приемистость, J_j – коэффициент продуктивности, P_j^k – забойное давление, T_{jx} – коэффициент проводимости между добывающими скважинами.

Численные эксперименты показали, что на простых синтетических моделях (не более 10 доб. скважин, один проницаемый слой, отсутствие непроницаемых барьеров и т.п.) с искусствен-

ными перепадами забойного давления (перепады дебитов жидкости – от 40% и более) методика способна улучшить сходимость модели SRMP. При этом улучшаются и прогнозы, результаты интуитивно понятны. Примером может служить следующая модель: рассмотрен участок с 10 добывающими (P1–P10) и 5 нагнетательными (I1–I5) скважинами. Схема расположения скважин следующая (рис. 102):

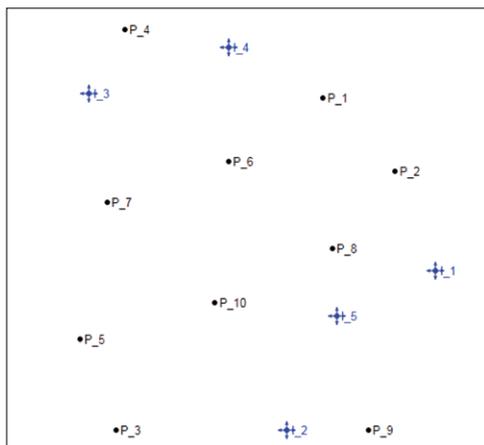


Рис. 102. Схема расположения скважин в эксперименте с моделью TDP

На скважине P5 задано управление по жидкости (рис. 103):

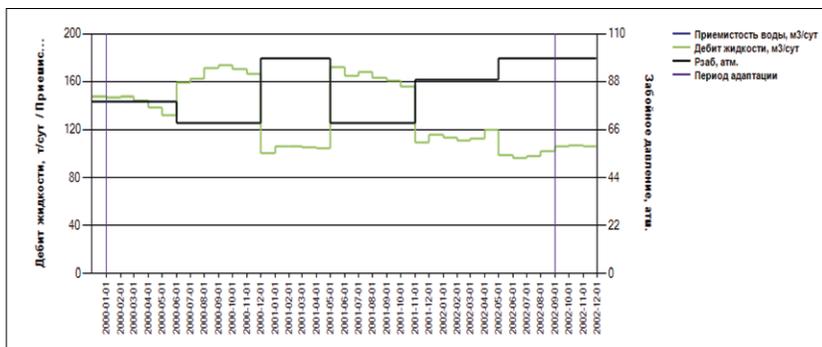


Рис. 103. Динамика дебита жидкости и забойного давления для скважины P5

На остальных добывающих скважинах задано управление по забойному давлению. Сходимость модели при традиционном CRMP-моделировании характеризуется гистограммой (рис. 104):

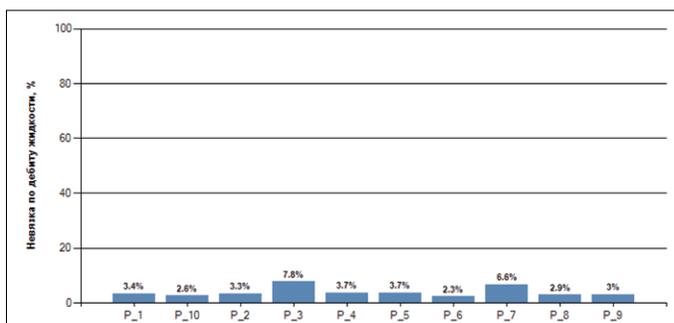


Рис. 104. Гистограмма качества настройки модели CRMP

В то же время при использовании модели TDP гистограмма сходимости такова (рис. 105):

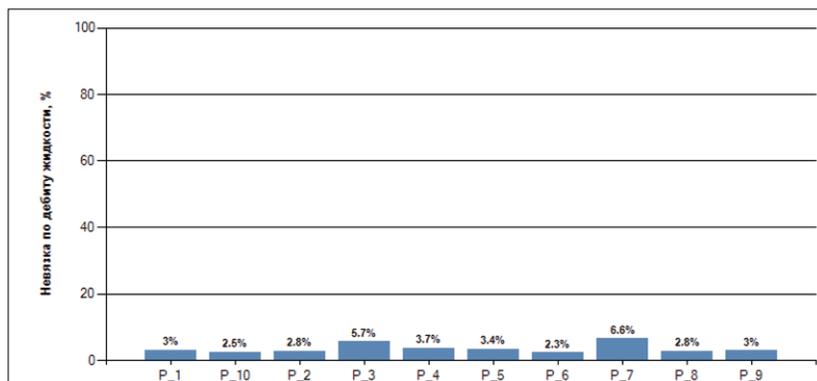


Рис. 105. Гистограмма качества настройки модели TDP

Таким образом, модель TDP обеспечивает более точную сходимость к факту, нежели CRMP, для скважин, расположенных вблизи P5, а именно P3 и P10. Сходимость по P7 меняется незначительно.

Однако дальнейшие численные эксперименты показали, что в общем случае применение данной модели на практике может вызывать некоторые затруднения:

- Если $P_{зab}$ меняются мало (близки к константам), а также если значения $P_{зab}$ на расположенных рядом добывающих скважинах близки, значение T между ними не может быть достоверно определено. Данный результат вполне понятен: любые методы машинного обучения требуют репрезентативной обучающей выборки – если некоторое свойство моделируемого объекта не проявляется на обучающей выборке, то оно не может присутствовать и в модели.
- При наличии нескольких изолированных прослоев коллектора предложенная модель может ошибочно идентифицировать потоки между добывающими скважинами. Пример такой ситуации изображен на рисунке ниже (рис. 106):

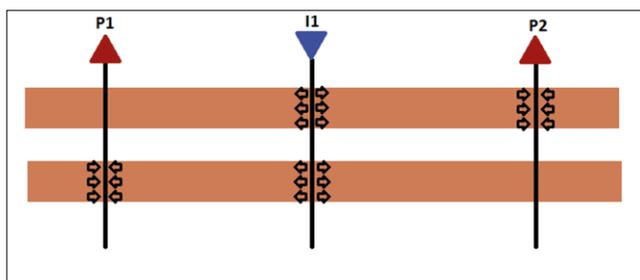


Рис. 106. Пример «ложного» потока между добывающими скважинами

В этом случае существенные изменения забойного давления на одной из добывающих скважин приводят к перераспределению закачки между слоями и, как следствие, изменению дебита в другой добывающей (рис. 106). Модель распознает это как поток жидкости между добывающими скважинами, хотя он физически невозможен.

- В ряде случаев, при числе добывающих скважин более 10, задача становится неустойчивой, имеющиеся алгоритмы оптимизации накапливают значительные погрешности, что только ухудшает сходимость модели (по сравнению с обычным CRM). Причины неустойчивости требуют дополнительных исследований, однако интуитивно понятно, что за счет введения в задачу новых параметров (степеней свободы) появляется возможность появления равновероятных, но качественно различных решений. Другими словами, одни и те же изменения дебита жидкости можно смоделировать как за счет влияния добывающих, так и за счет влияния нагнетательных скважин.
- Модель крайне требовательна к точности данных по $P_{заб}$. Погрешности в замерах $P_{заб}$, а также несоответствие динамики $P_{заб}$ и дебита жидкости в скважине приводят к неустойчивости. Как результат – модель настраивается с нулевыми T_{jk} или близкими к 0.

После программной реализации рассматриваемой методики была проведена серия численных экспериментов на реальных данных на месторождения. Ниже сопоставлены результаты

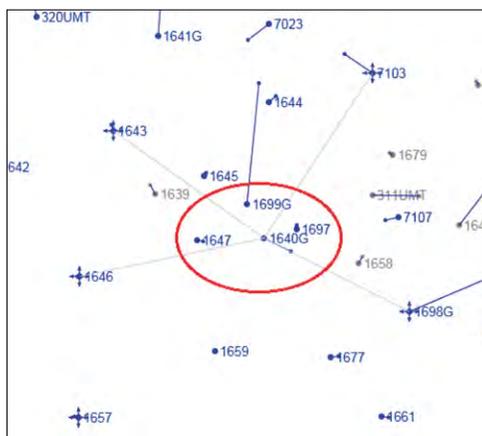


Рис. 108. Расположение скважин 1647, 1640Г и 1699Г

| D | E | F |
|--------|--------------------|-------------------|
| Скв. | Невязка CRMP, % | Невязка TDP, % |
| 1640Г | 7.724 | 4.526 |
| 1641Г | 3.74 | 3.74 |
| 1644 | 19.521 | 19.521 |
| 1645 | 6.887 | 6.897 |
| 1647 | 3.124 | 2.925 |
| 1651 | 13.547 | 13.909 |
| 1653 | 2.454 | 2.658 |
| 1655 | 37.079 | 37.079 |
| 1656 | 7.171 | 7.281 |
| 1659 | 2.159 | 2.159 |
| 1660 | 1.232 | 1.23 |
| 1661 | 2.808 | 2.812 |
| 1662 | 7.1 | 7.091 |
| 1668 | 28.055 | 28.055 |
| 1670 | 1.214 | 1.214 |
| 1673 | 35.633 | 35.633 |
| 1674 | 1.043 | 1.043 |
| 1676 | 1.281 | 1.302 |
| 1677 | 1.166 | 1.185 |
| 1678 | 1.307 | 1.307 |
| 1697 | 3.863 | 5.769 |
| 1699Г | 2.04 | 2.595 |
| 320УМТ | 0.979 | 0.979 |
| 321УМТ | 2.931 | 3.029 |
| 7022 | 2.996 | 2.996 |
| 7023 | 19.683 | 19.683 |
| 7024Г | 1.084 | 1.086 |
| 7107 | 1.804 | 1.839 |
| 7108 | 6.612 | 6.638 |
| Сред. | 7.801276 | 7.799345 |

Рис 109. Таблица качества настройки моделей CRMP и TDP

Окончательный вывод о том, какая из этих моделей более корректно описывает исследуемый объект, можно сделать только с привлечением экспертов, знакомых с историей разработки объекта, и с использованием дополнительной информации. Например, для оценки возможности взаимного влияния перечисленных пар добывающих скважин следует дополнительно изучить геологическое строение объекта в их окрестностях, информацию о вскрытых перфорацией пропластках и т.п.

Несмотря на перечисленные недостатки модели TDP, она является единственной работоспособной моделью, учитывающей взаимное влияние между добывающими скважинами, требующей приемлемого времени на адаптацию и способной дать правдоподобный прогноз. Однако перечисленные выше ограничения свидетельствуют о том, что для практического использования такая модель пока еще является недостаточно исследованной.

7.3. ИССЛЕДОВАНИЕ ВОЗМОЖНОСТЕЙ ПРАКТИЧЕСКОГО ИСПОЛЬЗОВАНИЯ МОДЕЛИ CRMP

Модель получена методом аналогии на основе классической модели CRMP. В модели наблюдаемая нагнетательная скважина рассматривается как добывающая в классической модели CRMP, а окружающие добывающие и нагнетательные скважины рассматриваются как нагнетательные скважины в классической модели CRMP. Преимуществы влияющих нагнетательных скважин берутся с обратным знаком.

$$I_j(t_n) = I_j(t_0)e^{-\left(\frac{t_n-t_0}{\tau_j}\right)} + \sum_{k=1}^n \left[\left(\sum_{x=1}^{Np} (f_{xj}q_x^k) - \sum_{i=1}^{NI} (f_{ij}I_i^k) + J_j\tau_j \frac{\Delta p_j^k}{\Delta t_k} \right) e^{-\frac{t_n-t_k}{\tau_j}} \left(1 - e^{-\frac{t_k-t_{k-1}}{\tau_j}} \right) \right] \quad (7.2)$$

На точных синтетических данных, если моделируется приемистость только одной скважины, модель демонстрирует хорошую сходимость и качественный прогноз.

На настоящий момент возможно решение задачи только относительно одной нагнетательной скважины. Это может приводить к некорректности общей модели объекта с точки зрения мат-баланса. Для решения общей задачи требуется разработка новых численных методов – общеизвестные алгоритмы не обеспечивают требуемой сходимости и приемлемого времени работы.

Тем не менее указанная модель может быть использована для оценки реализуемости выбранного плана ППД (набора преимуществ на прогноз) с учетом взаимного влияния нагнетательных скважин. Для этого применяется следующий алгоритм:

1. Имеются адаптированная модель CRMP и исследуемый план ППД, т.е. некоторое значение приемистости для каждой нагнетательной скважины. Также предполагаются заданными радиус влияния для нагнетательных скважин и длительность периода прогноза, на котором будет исследоваться реализуемость плана ППД.

2. Для каждой нагнетательной скважины выполняются следующие действия:
 - a. Адаптируется модель CRMI относительно выбранной скважины.
 - b. Используя модель CRMP, рассчитываются прогнозные дебиты жидкости по добывающим скважинам.
 - c. Используя модель CRMI, прогнозные дебиты жидкости, полученные на предыдущем шаге, и планируемые приемистости, рассчитывается прогноз приемистости по выбранной скважине.
 - d. Рассчитывается интегральное среднее значение приемистости по выбранной скважине на периоде прогноза.
 - e. Планируемая приемистость считается реализуемой, если значение, полученное на предыдущем шаге отличается от планируемого менее чем на заданное заранее значение допустимого отклонения. В качестве допустимого отклонения за год можно использовать значение в 10%, за полгода – 5%.

Корректность данного подхода следует из результатов численных экспериментов на синтетических ГДМ. Численные эксперименты на реальных данных по месторождению показывают, что оценки реализуемости плана ППД согласно приведенному алгоритму интуитивно понятны и соответствуют экспертным ожиданиям. В частности, для двух близко расположенных нагнетательных скважин, как правило, признаются нереализуемыми планы, в которых существенно увеличивается приемистость для обеих этих скважин.

Например, рассмотрим следующий план ППД:

Таб. 28. Пример плана оптимизации ППД

| Скважина | Приемистость базовая, м³/сут | Приемистость планируемая, м³/сут |
|-----------------|--|--|
| 1642 | 430 | 473 |
| 1643 | 238 | 261,8 |
| 1646 | 127 | 139,7 |
| 1650 | 202 | 222,2 |
| 1657 | 232,8 | 256,08 |
| 1664 | 178 | 160,2 |
| 1666 | 130 | 117 |
| 1667 | 170 | 187 |
| 1669 | 595 | 555,48 |
| 1672 | 404 | 363,6 |
| 1675 | 62 | 68,2 |
| 1698Г | 250 | 275 |
| 312УМГ | 0 | 0 |
| 313УМГ | 248 | 272,8 |
| 327УМГ | 249,6 | 224,64 |
| 7008 | 327 | 294,3 |
| 7011 | 310 | 279 |
| 7025 | 305 | 274,5 |
| 7030 | 127 | 139,7 |
| 7103 | 218 | 239,8 |
| Итого: | 4803,4 | 4803,4 |

Для данного плана ППД вышеуказанный алгоритм формирует следующую отчетную таблицу:

| Скважина | Стартовая приемистость | Средняя приемистость | Невязка |
|----------|------------------------|----------------------|---------|
| 1642 | 473 | 356.68 | 24.59 |
| 1643 | 261.8 | 269.67 | 3.01 |
| 1646 | 139.7 | 137.92 | 1.28 |
| 1650 | 222.2 | 146.06 | 34.27 |
| 1657 | 256.08 | 241.34 | 5.75 |
| 1664 | 160.2 | 163.23 | 1.89 |
| 1666 | 117 | 112.32 | 4 |
| 1667 | 187 | 179.1 | 4.23 |
| 1669 | 555.48 | 583.12 | 4.98 |
| 1672 | 363.6 | 382.89 | 5.31 |
| 1675 | 68.2 | 59.53 | 12.72 |
| 1698Г | 275 | 225.46 | 18.01 |
| 312УМТ | 0 | -808.57 | 0 |
| 313УМТ | 272.8 | 254.87 | 6.57 |
| 327УМТ | 224.64 | 218.87 | 2.57 |
| 7008 | 294.3 | 284.43 | 3.35 |
| 7011 | 279 | 278.35 | 0.23 |
| 7025 | 274.5 | 300.37 | 9.43 |
| 7030 | 139.7 | 181.23 | 29.73 |
| 7103 | 239.8 | 252.02 | 5.1 |

Рис. 110. Отчетная таблица по результатам CRMI-моделирования

Рассмотрим для примера скважины 1642, 1643, 1646.

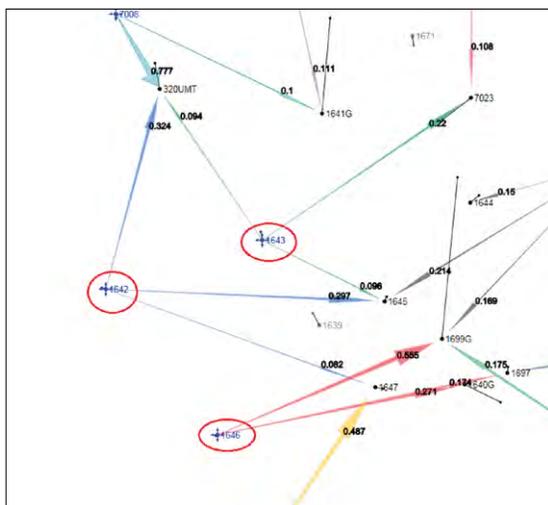


Рис. 111. Схема расположения скважин месторождения (фрагмент)

Согласно плану, приемистость на каждой из этих скважин повышается на 10% относительно базового уровня. При этом по результатам проверки для скважин 1643 и 1646 план признан реализуемым, но для 1642 – нет. Это вполне согласуется с интуитивными представлениями о том, что повышение пластового давления в окрестности скважин 1643 и 1646 будет препятствовать оттоку жидкости от 1642 к ее «потребителям» – скважинам 1645 и 1647.

К настоящему моменту проверка плана ППД с учетом взаимного влияния нагнетательных скважин на основе модели CRM1 была реализована как дополнительная функция в ПО «Ариадна».

7.4. ПОСТРОЕНИЕ МАТРИЦЫ МРІ НА ОСНОВЕ РЕШЕНИЯ ЗАДАЧИ ДВУМЕРНОЙ УСТАНОВИВШЕЙСЯ ФИЛЬТРАЦИИ

Данный подход построения матрицы взаимной продуктивности описан в статье [89].

Рассматривается задача моделирования двумерной установившейся фильтрации для некоторого множества скважин. Для решения задачи строится расчетная сетка таким образом, чтобы в одной ячейке находилось не более одной скважины. Далее на основе параметров проводимости между ячейками строится матрица проводимостей, которая входит в систему алгебраических уравнений для пластового давления (СЛАУ):

$$A p = b, \quad (7.3)$$

где A – матрица проводимостей между ячейками расчетной сетки, p – вектор пластового давления в расчетной области, b – вектор граничных условий.

Суть метода заключается в пошаговом решении СЛАУ для пластового давления вида с особой правой частью, отвечающей за граничные условия. Для расчета коэффициентов влияния наблюдаемой скважины на все остальные скважины решается СЛАУ со следующей правой частью. Для наблюдаемой скважины в векторе b задается значение 1, для всех остальных скважин задается значения 0. Поскольку моделируется устранившийся режим, для сходимости СЛАУ необходимо задание постоянного давления на контуре питания. Полученные значения пластового давления для всех скважин записываются в матрицу взаимной продуктивности как очередной столбец (соответствующий текущей наблюдаемой скважине). Физический смысл такой матрицы следующий: на какую величину изменится пластовое давление в окрестности каждой скважины при изменении дебита жидкости наблюдаемой скважины на единицу.

Принципиальную трудность в рамках данного подхода представляет расчет проводимостей между ячейками, которые определяют матрицу A . Они рассчитываются по формуле (7.4):

$$T_{ij} = \frac{k_{ij}h_{ij}B_{ij}}{\mu L_{ij}}, \quad (7.4)$$

где k_{ij} – проницаемость между ячейками с индексами i и j , h_{ij} – высота границы между этими ячейками, B_{ij} – ширина боковой грани между ячейками, L_{ij} – расстояние между центрами ячеек, μ – вязкость жидкости. Параметры B_{ij} и L_{ij} вычисляются на основе размеров ячеек расчетной сетки, вязкость предполагается известной и постоянной. Однако для вычисления T_{ij} требуется еще знать значения проницаемости и мощности (или параметр kh) для каждой границы между ячейками. На практике эти значения могут быть известны только в точках расположения скважин, поэтому для применения рассматриваемого подхода необходимо экстраполировать эти значения на всю моделируемую область. Для решения подобных задач в геологическом моделировании часто используется метод Kriging. Приведенные ниже результаты получены с использованием именно этого метода.

Данная методика была апробирована на синтетических данных. Для исследования была построена модель нефтяного пласта с 3 нагнетательными скважинами и 5 добывающими скважинами. Схема расположения скважин представлена на рис. 112. Проницаемость, пористость и мощность задавались однородными – 100 мД, 0,18 д. ед. и 5 м соответственно. Размеры пласта 1000 x 1000 м, размеры ячеек 10 x 10 м.

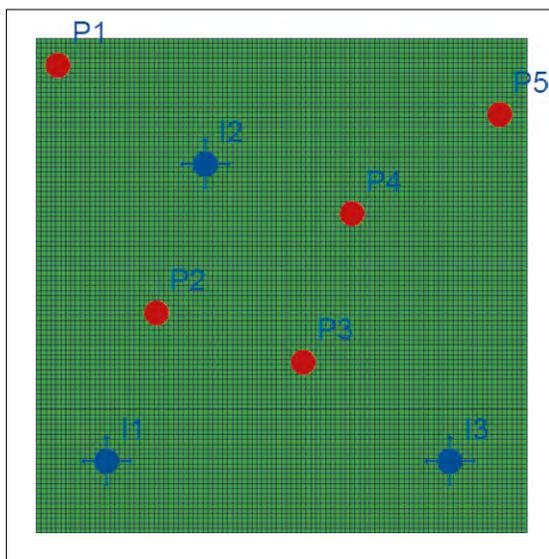


Рис. 112. Схема расположения скважин

Таб. 29. Матрица взаимной продуктивности для синтетической модели нефтяного пласта

| | I1 | I2 | I3 | P1 | P2 | P3 | P4 | P5 |
|----|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|
| I1 | -0,1708 | -0,0025 | -0,0008 | -0,0001 | -0,0097 | -0,0061 | -0,0024 | -0,0002 |
| I2 | -0,0025 | -0,195 | -0,0017 | -0,0019 | -0,0176 | -0,0123 | -0,0188 | -0,0014 |
| I3 | -0,0008 | -0,0017 | -0,1719 | 0 | -0,0025 | -0,0093 | -0,0042 | -0,0004 |
| P1 | -0,0001 | -0,0019 | 0 | -0,131 | -0,0007 | -0,0004 | -0,0005 | 0 |
| P2 | -0,0097 | -0,0176 | -0,0025 | -0,0007 | -0,1959 | -0,0204 | -0,0123 | -0,0008 |
| P3 | -0,0061 | -0,0123 | -0,0093 | -0,0004 | -0,0204 | -0,203 | -0,0218 | -0,0015 |
| P4 | -0,0024 | -0,0188 | -0,0042 | -0,0005 | -0,0123 | -0,0218 | -0,2011 | -0,0048 |
| P5 | -0,0002 | -0,0014 | -0,0004 | 0 | -0,0008 | -0,0015 | -0,0048 | -0,1457 |

На основе вышеописанного алгоритма была построена матрица взаимной продуктивности, представленная в таб. 29, из которой видно, что наибольшие коэффициенты влияния расположены на диагонали, что означает, что изменение дебита жидкости или приемистости в наблюдаемой скважине в бóльшей степени влияет

на пластовое давление в окрестности этой скважины. Для того чтобы оценить изменение давления во всех скважинах при изменении дебита жидкости в наблюдаемой скважине, нужно выполнить перемножение соответствующих элементов матрицы взаимной продуктивности на изменение дебита жидкости. В случае если дебиты жидкости были изменены в нескольких скважинах, действует принцип суперпозиции. Изменение пластового давления в i -й скважине рассчитывается как:

$$\Delta P_i = \sum_{\alpha} M_{i\alpha} \Delta q_{\alpha}, \quad (7.5)$$

где ΔP_i – изменение пластового давления в i -й скважине, M – матрица взаимной продуктивности, суммирование идет по всем скважинам, на которых изменился дебит (приемистость), Δq_{α} – изменение дебита (приемистости) на i -й скважине.

Представим, что приемистости были изменены следующим образом: на скважине I1 приемистость увеличилась на 50 м³/сут, на скважине I2 – уменьшилась на 20 м³/сут и на скважине I3 – увеличилась на 30 м³/сут. Изменение пластового давления, рассчитанного с использованием полученной матрицы взаимной продуктивности и рассчитанного на гидродинамическом симуляторе, представлено в таб. 30.

Таб. 30. Изменение пластового давления в окрестности скважин при изменении приемистостей на нагнетательных скважинах

| Скважина | ГДМ | МРІ |
|----------|-------|-------|
| I1 | 8,51 | 8,51 |
| I2 | -3,72 | -3,72 |
| I3 | 5,16 | 5,16 |
| P1 | -0,03 | -0,03 |
| P2 | 0,21 | 0,21 |
| P3 | 0,33 | 0,33 |
| P4 | -0,13 | -0,13 |
| P5 | -0,01 | -0,01 |

Как видно из таб. 30, изменение пластового давления, полученное с использованием представленной методики, совпадает с результатами гидродинамического моделирования. Этот факт можно объяснить тем, что в модели использовалось однородное распределение kh . Были также проведены два эксперимента, в которых использовалось неоднородное поле kh , при этом во втором эксперименте были добавлены непроницаемые разломы. На рис. 113 представлено фактическое поле kh .

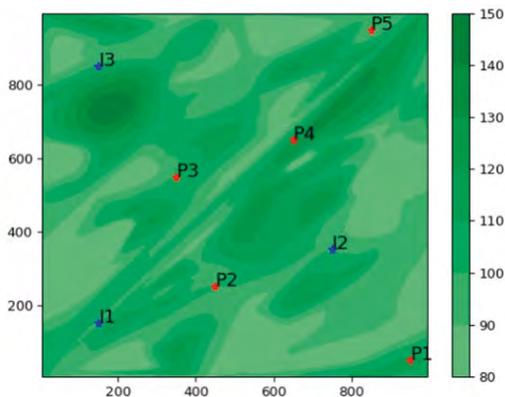


Рис. 113. Фактическое распределение поля kh

Предположим, мы знаем значения kh только в точках, где расположены скважины. Для построения матрицы МРІ необходимо восстановление всего поля kh . Для этого для интерполяции воспользуемся методом Kriging. На рис. 113 представлена вариограмма, построенная только по точкам, в которых расположены скважины.

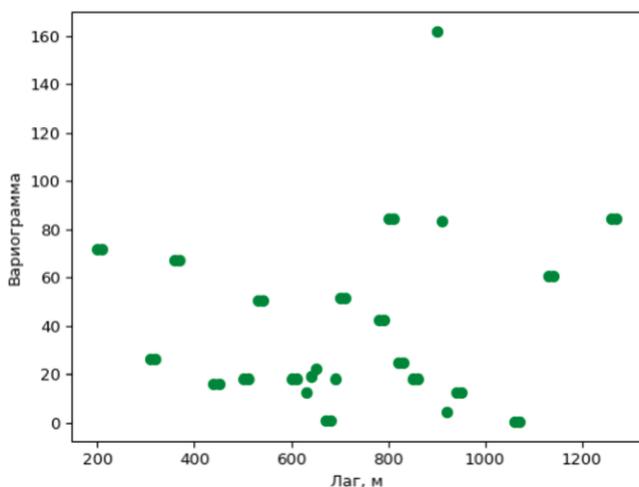


Рис. 114. Вариограмма, построенная на данных по скважинам

Как видно из рис. 114, при малом количестве фактических данных невозможно подобрать модель вариограммы. Введем допущение, что помимо точек, в которых расположены скважины, также известны значения kh еще в нескольких случайных точках. В таком случае вариограмма будет выглядеть следующим образом (рис. 115).

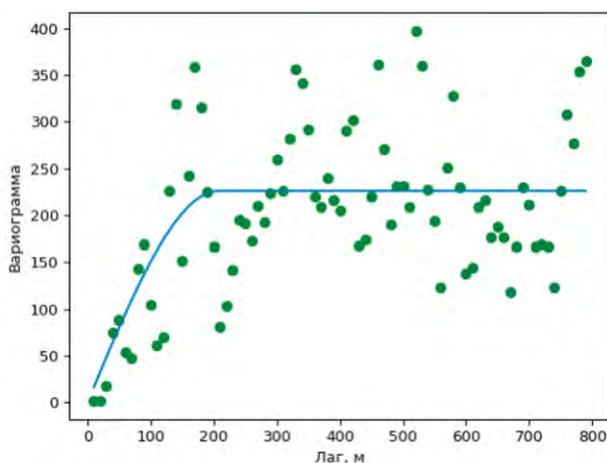


Рис. 115. Вариограмма, построенная по значениям kh в случайных точках

На основе построенной вариограммы рассчитаем значение kh во всех расчетных узлах сетки. На рис. 116 представлено поле kh , рассчитанное методом Kriging.

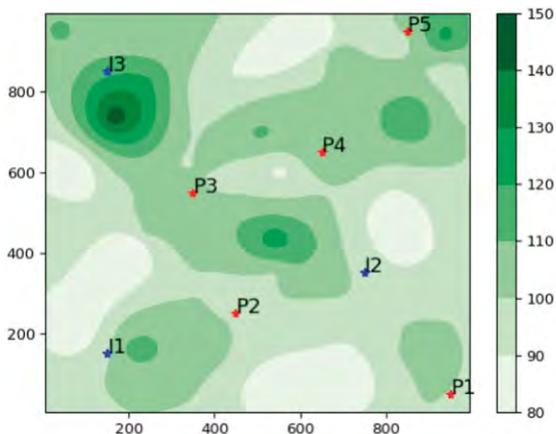


Рис. 116. Поле kh , полученной на основе модели интерполяции Kriging

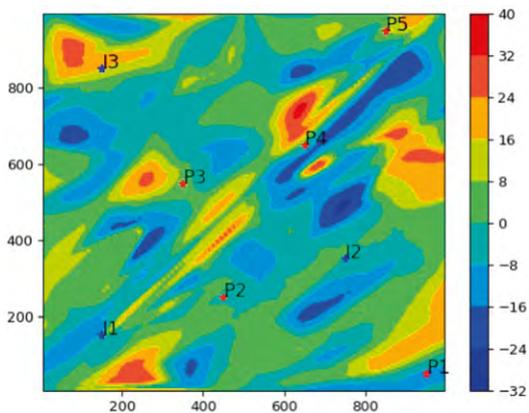


Рис. 117. Невязка между фактическим и рассчитанным на основе модели Kriging полями kh

На рис. 117 представлена невязка между фактическим и рассчитанным полями kh в процентах. Среднее значение невязки составило 8%. При расчете среднего значения невязка бралась

по модулю. С использованием рассчитанного поля kh была построена матрица MPI, представленная в таб. 31.

Таб. 31. Матрица MPI

| | I1 | I2 | I3 | P1 | P2 | P3 | P4 | P5 |
|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|
| I1 | -0,1787 | -0,0029 | -0,0009 | -0,0001 | -0,0107 | -0,0064 | -0,0026 | -0,0002 |
| I2 | -0,0029 | -0,2000 | -0,0020 | -0,0020 | -0,0188 | -0,0133 | -0,0194 | -0,0014 |
| I3 | -0,0009 | -0,0020 | -0,1513 | -0,0001 | -0,0028 | -0,0101 | -0,0046 | -0,0004 |
| P1 | -0,0001 | -0,0020 | -0,0001 | -0,1312 | -0,0007 | -0,0004 | -0,0005 | 0,0000 |
| P2 | -0,0107 | -0,0188 | -0,0028 | -0,0007 | -0,1996 | -0,0212 | -0,0128 | -0,0009 |
| P3 | -0,0064 | -0,0133 | -0,0101 | -0,0004 | -0,0212 | -0,1983 | -0,0219 | -0,0015 |
| P4 | -0,0026 | -0,0194 | -0,0046 | -0,0005 | -0,0128 | -0,0219 | -0,1925 | -0,0049 |
| P5 | -0,0002 | -0,0014 | -0,0004 | 0,0000 | -0,0009 | -0,0015 | -0,0049 | -0,1452 |

Для тестирования полученной матрицы были рассчитаны изменения пластового давления в ячейках, в которых расположены скважины, при изменении приемистости на нагнетательных скважинах на гидродинамическом симуляторе с использованием исходного поля kh . Приемистости изменялись следующим образом: на скважине I1 приемистость увеличена на 50 м³/сут, на I2 – снижена на 20 м³/сут, на I3 – увеличена на 30 м³/сут. В таб. 32 представлены изменения пластового давления по скважинам.

Таб. 32. Изменение пластового давления, рассчитанного на ГДМ и на основе матрицы MPI

| Скважина | ГДМ | MPI | Невязка, % |
|-----------------|------------|------------|-------------------|
| I1 | 8,61 | 8,91 | 3,43 |
| I2 | -3,71 | -3,80 | -2,18 |
| I3 | 5,06 | 4,55 | 10,20 |
| P1 | -0,03 | -0,03 | -9,10 |
| P2 | 0,25 | 0,25 | 1,12 |
| P3 | 0,38 | 0,36 | 5,36 |
| P4 | -0,13 | -0,12 | -9,43 |
| P5 | -0,01 | -0,01 | -13,54 |

Аналогичный эксперимент был проведен для исследования влияния непроницаемых барьеров на возможность оценки изменения пластового давления с использованием матрицы МРІ. Фактическое поле kh представлено на рис. 118.

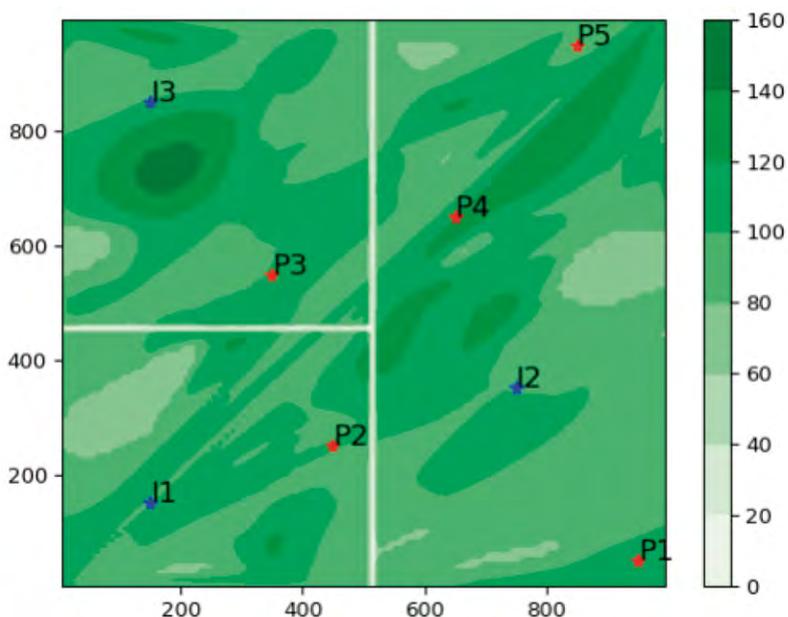


Рис. 118. Фактическое распределение поля kh с непроницаемыми барьерами

Распределение kh было взято из предыдущего эксперимента, за исключением добавленных непроницаемых барьеров, которые видно на рис. 117. Для построения вариограммы были взяты те же точки с фактическими данными, следовательно, модель вариограммы и рассчитанное поле kh были получены такие же, как в предыдущем эксперименте. Как следствие, матрица МРІ использовалась из таб. 31. На рис. 119 представлено изменение пластового давления до изменения приемистостей на нагнетательных скважинах и после изменения приемистостей.

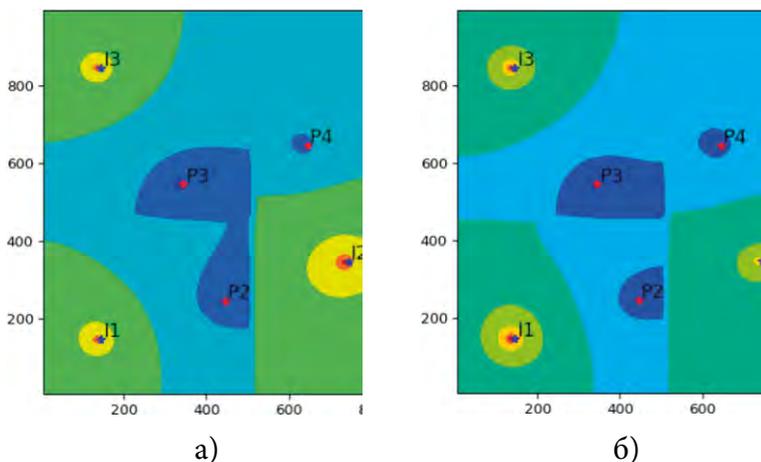


Рис. 119. Изменение пластового давления в результате изменения приемистостей на нагнетательных скважинах:
 а) пластовое давление до изменения приемистостей,
 б) пластовое давление после изменения приемистостей

Таб. 33. Изменение пластового давления, рассчитанного на ГДМ и на основе матрицы МРІ для случая с наличием непроницаемых барьеров

| Скважина | ГДМ | МРІ | Невязка, % |
|----------|-------|-------|------------|
| I1 | 8,77 | 8,91 | 1,54 |
| I2 | -4,18 | -3,80 | -9,12 |
| I3 | 5,12 | 4,55 | 11,21 |
| P1 | -0,04 | -0,03 | -26,17 |
| P2 | 1,11 | 0,25 | 77,97 |
| P3 | 0,68 | 0,36 | 47,84 |
| P4 | -0,67 | -0,12 | -81,79 |
| P5 | -0,05 | -0,01 | -83,71 |

В таб. 33 представлены рассчитанные изменения пластового давления на ГДМ с использованием фактического распределения kh и рассчитанные изменения на основе модели МРІ, которая была построена с использованием метода интерполяции Kriging.

Из таб. 33 видно, что для некоторых скважин невязка составляет порядка 70-80%. Такие большие погрешности вызваны тем, что в модель МРІ не была заложена априорная информация о наличии непроницаемых барьеров.

Исходя из проведенных экспериментов, был сформулирован список проблем, возникающих при использовании представленной информации на практике:

1. Для решения задачи установившейся фильтрации необходимо автоматическое построение расчетной сетки таким образом, чтобы в ячейке не находилось больше одной скважины. При этом возникают сложности с моделированием горизонтальных скважин, поскольку горизонтальная скважина может проходить через несколько ячеек, а для построения матрицы взаимной продуктивности необходимо отслеживать изменение пластового давления в ячейке, в которой расположена скважина. В случае с горизонтальной скважиной необходимо усреднение изменения пластового давления вдоль ствола скважины. Алгоритмы правильного усреднения не известны, вопрос требует дополнительных исследований.
2. Для построения матрицы проводимости между ячейками расчетной сетки необходимо восстановление поля kh (произведение проницаемости и мощности нефтяного пласта) по всей области пласта. Это осложняется следующими факторами:
 - a. На практике не для всех скважин есть данные по kh .
 - b. Поле kh необходимо экстраполировать, для этого требуется выбрать некоторый метод экстраполяции. Результат применения методики может существенно зависеть от выбора метода экстраполяции.
 - c. Если явным образом не задано обратное, большинство методов экстраполяции предполагает, что экстраполируемый параметр описывается непрерывной, а зачастую и гладкой, функцией. Таким образом, решение не будет соответствовать действительности, если фактические значения kh терпят разрывы, например, если

имеют место непроницаемые разломы между скважинами.

- d. Описание трехмерного объекта двумерным полем kh также может вносить в задачу существенные искажения. Например, расположенные рядом скважины могут оказаться гидродинамически несвязанными, так как вскрывают изолированные прослой коллектора. Тем не менее из модели, базирующейся на результатах экстраполяции kh , в общем случае будет следовать существенное взаимное влияние.

По совокупности перечисленных проблем рассматриваемая методика была признана непригодной для практического применения на настоящий момент. В целом же направление следует признать перспективным, однако требующим дополнительных исследований.

7.5. ИССЛЕДОВАНИЕ ВОЗМОЖНОСТЕЙ ПРАКТИЧЕСКОГО ИСПОЛЬЗОВАНИЯ УПРОЩЕННЫХ ГДМ

Подход основан на построении упрощенной гидродинамической модели. Описание модели представлено в статье [94]. Область разделяется на крупные ячейки, количество ячеек равняется количеству скважин. Связанность между ячейками может задаваться как на основе триангуляции Делоне, так и в соответствии с заданным радиусом влияния и с учетом связанности нагнетательных и добывающих скважин по результатам моделирования на основе CRM. Для связанных ячеек записываются уравнения материального баланса. Поток жидкости между связанными ячейками определяется произведением перепада пластового давления в ячейках на проводимость между ячейками. Для всех скважин записывается СЛАУ относительно пластового давления. Управление нагнетательными скважинами осуществляется через приемистости, управление добывающими скважинами – через забойное давление. Дебит жидкости рассчитывается исходя из заданного забойного давления, рассчитанного пластового давления и коэффициента продуктивности скважины. Проводимости между ячейками и коэффициенты продуктивности подбираются в результате решения обратной задачи, для которой невязка между модельными и фактическими дебитами жидкости выступает в качестве функционала. Управляющие параметры подбираются методом имитации отжига.

Описанная выше модель была протестирована на данных, полученных в результате выполнения расчета на синтетической модели нефтяного пласта. Параметры пласта и схема расположения скважин были такими же, как в п. 7.4. Моделировался период разработки 4 года. На добывающих скважинах задавалось постоянное забойное давление 60 атм. Приемистость нагнетательных скважин представлена на рис. 120.

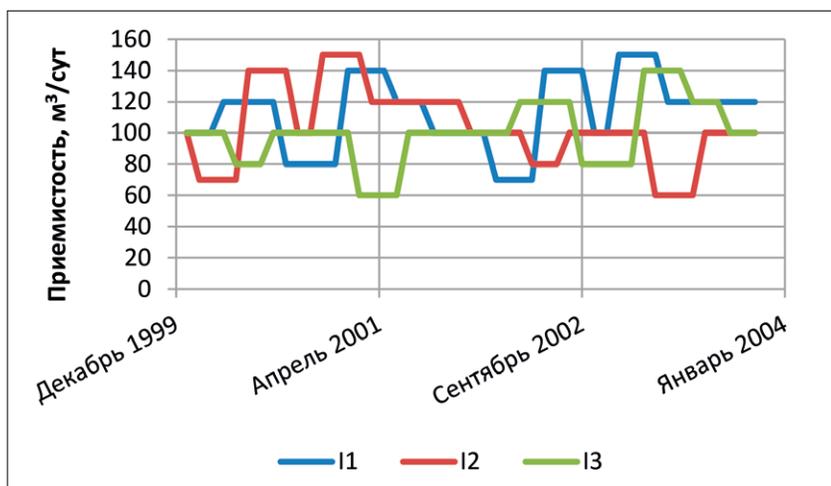


Рис. 120. Динамика приемистости

Период адаптации модели составлял первые два года, период для прогноза – третий и четвертый годы разработки. На рисунке ниже представлены примеры настройки дебита жидкости по скважинам.

Как видно из графиков, упрощенная гидродинамическая модель с высокой точностью позволяет повторить расчет синтетической модели.

Однако, в случае с реальными данными месторождения, метод имитации отжига не позволяет добиться какой-либо сходимости. На рис. 122 представлены невязки по добывающим скважинам на периоде настройки модели с 01.01.2019 по 01.09.2019.

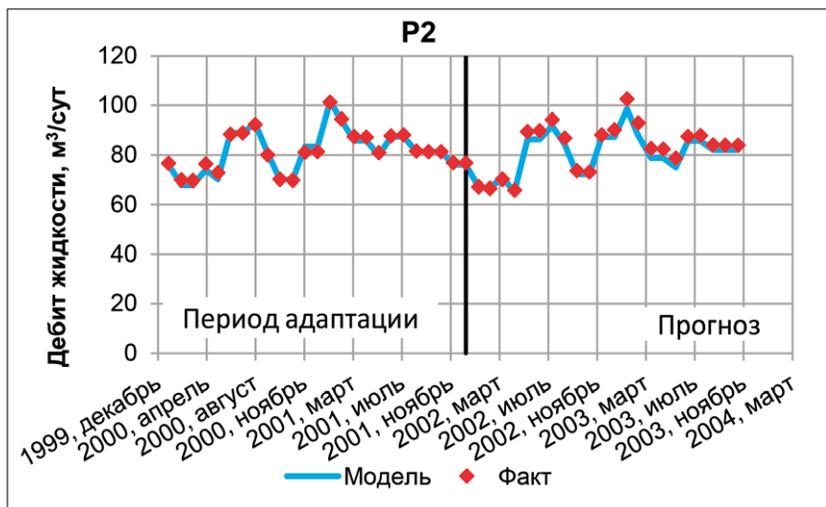
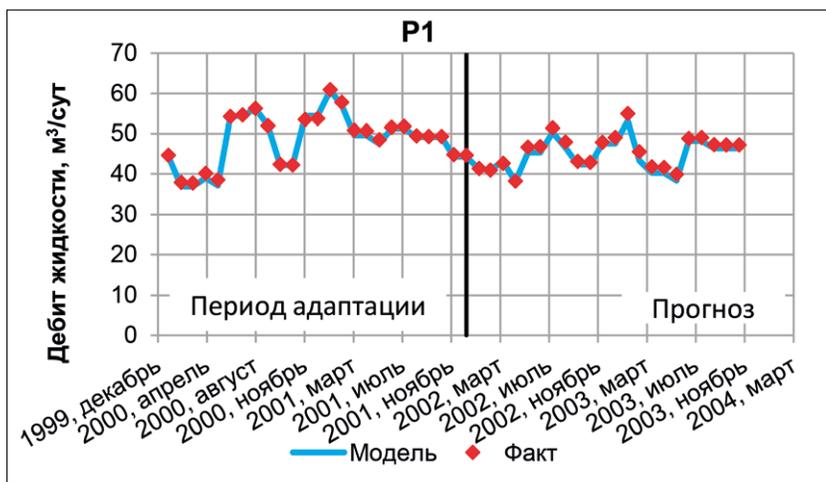


Рис. 121. Динамика фактического и модельного дебита жидкости по каждой скважине для синтетической модели



Рис. 122. Невязки по добывающим скважинам месторождения

Наиболее вероятные причины несоответствия модели реальным данным:

1. На данный момент в модели не учитывается сжимаемость породы и флюидов, так как их учет потребует значительного увеличения числа настраиваемых параметров модели (для каждой скважины, как минимум, потребуется ввести общую сжимаемость и поровый объем).
2. Проводимость между ячейками предполагается постоянной, однако в действительности она зависит от нефтенасыщенности.
3. Выбранный метод оптимизации, вероятно, не смог найти оптимальное решение поставленной задачи из-за большого числа настраиваемых параметров.

Наиболее существенным фактором представляется последний. Вследствие вычислительной сложности поставленной прямой задачи, метод имитации отжига требует значительного времени для настройки модели. Для пласта Сбоб-рад площади месторождения время выполнения всего 2000 итераций занимает порядка 3 минут. Для нахождения оптимального решения при

таким количестве неизвестных параметров может потребоваться число итераций больше на порядок.

Метод имитации отжига был протестирован на еще одной синтетической модели. В качестве исходных данных были взяты данные, полученные в результате решения прямой задачи. Расстановка скважин использовалась как на рисунке рис. 123.

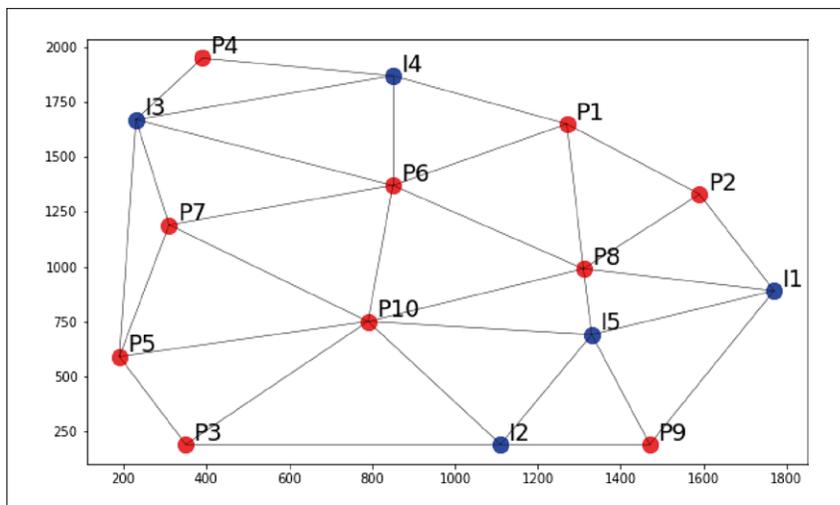


Рис. 123. Схема расстановки скважин и схема связности скважин

На нагнетательных скважинах задавалась постоянная приемистость $250 \text{ м}^3/\text{сут}$. Динамика забойного давления на добывающих скважинах представлена на рис. 124.

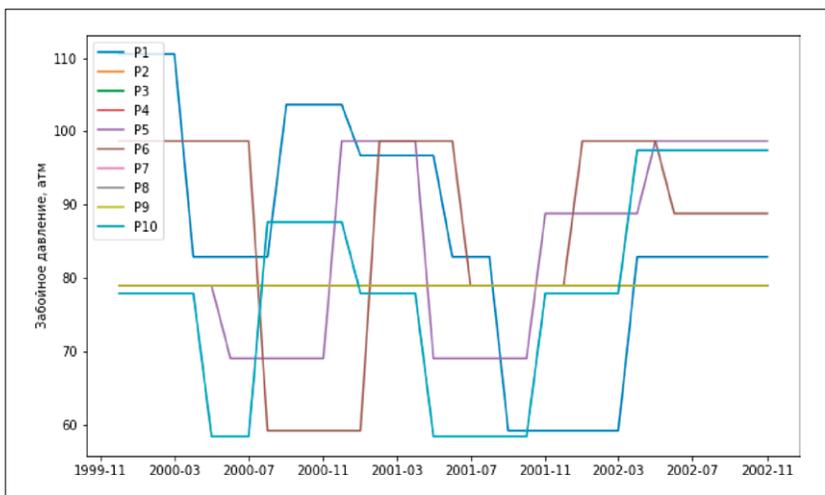


Рис. 124. Динамика забойного давления по добывающим скважинам

Параметр kh для каждой скважины задавался $100 \text{ мД}^*\text{м}$. На основе построенных ячеек Вороного были рассчитаны межскважинные проводимости по формуле (7.4). Для решения оптимизационной задачи задавались диапазоны для поиска межскважинной проводимости от 0 до 10^*x_0 , где x_0 – истинные значения проводимости. Задача решалась многократным отжигом, 10 подходов по 500 итераций. В результате поиска оптимального решения были получены невязки по дебиту жидкости, представленные на рис. 125.

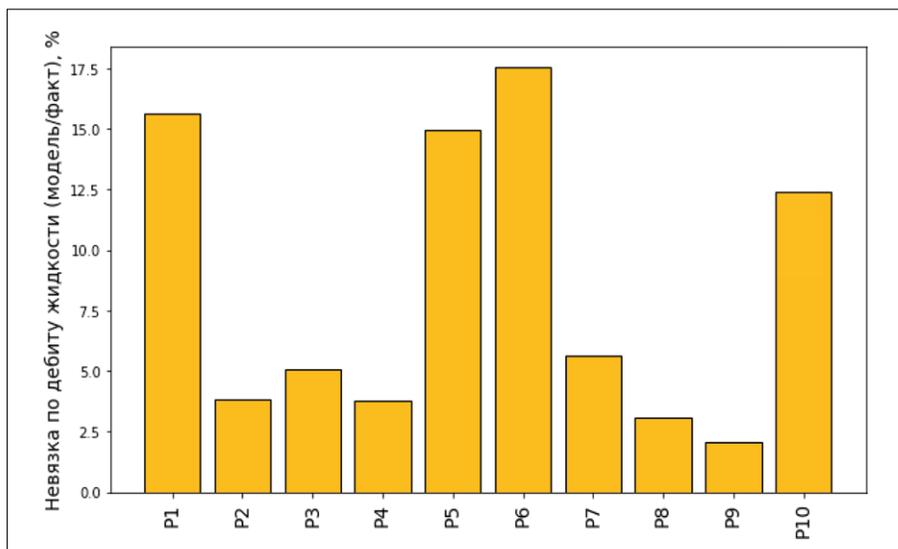


Рис. 125. Гистограмма невязки по дебиту жидкости для добывающих скважин

Как видно из рис. 125, несмотря на то, что задача имеет решение, при котором невязки по всем скважинам будут составлять 0%, невязка по некоторым скважинам превышает 15%. Это подтверждает то, что метод имитации отжига не подходит для данной модели.

По итогам экспериментов был сделан вывод, что упрощенная гидродинамическая модель на данный момент находится на начальной стадии разработки. Дальнейшие шаги по ее развитию предполагают отказ от некоторых упрощений (в частности, относительно влияния упругоэластичности и нефтенасыщенности на решение), а также разработку специфических численных методов для решения оптимизационной задачи. На настоящий момент скорость алгоритма и сходимость модели не соответствуют техническому заданию. Таким образом, по состоянию на настоящее время, предложенную модель следует рассматривать как перспективную, но рассмотренный подход следует признать неприменимым для решения практических задач вследствие отсутствия численных методов для нахождения решений.

7.6. ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ЭНТРОПИЙНОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ ДЛЯ АНАЛИЗА ЭФФЕКТИВНОСТИ СИСТЕМЫ ЗАВОДНЕНИЯ

7.6.1. ЦЕЛЕСООБРАЗНОСТЬ ЭНТРОПИЙНОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ ПРИ АНАЛИЗЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ СИСТЕМЫ ЗАВОДНЕНИЯ

Анализ и проектирование разработки месторождений углеводородов во многом опирается на использование результатов математического, как правило, 3D гидродинамического, моделирования. При этом имеет место парадоксальная ситуация, когда гидродинамические модели строятся в условиях экстремального дефицита информации об объекте моделирования – природных пластах, – ориентировочно, доля объема пласта, доступная для прямого исследования посредством скважин, составляет 10^{-8} – $10^{-5}\%$. Кроме того, существенное значение имеет проблема качества исходной информации, которая состоит в самых разных проявлениях. Это, например, качество промысловых данных, качество лабораторных исследований керна и флюидов, качество геофизических и гидродинамических исследований скважин и интерпретации их результатов. В конечном итоге, все это выражается в недостаточно высокой практической полезности создаваемых гидродинамических моделей и делает целесообразным разработку новых подходов к математическому моделированию разработки месторождений [93, 69, 28].

Практика показывает, что данные о поведении пласта, которые мы без значительной ошибки можем определить, включают только ряд напрямую измеряемых параметров: дебиты, приемистости, давления. Большинство остальных параметров – это наши представления, полученные, во-первых, с помощью дистанционных методов зондирования, а во-вторых – по результатам интерпретации без возможности «пощупать» и увидеть, а значит проверить. Поэтому разрабатываемые подходы должны преимущественно основываться на интерпретации динамики добычи и закачки скважин. Особый интерес здесь представляет оценка взаимовлияния скважин, в частности потому, что режимы работы

скважин требуют оперативного вмешательства. А для этого нужны быстрые и интуитивно понятные инструменты, позволяющие рассматривать объект моделирования как стохастический, без необходимости в прямом использовании свойств межскважинного пространства и лишенный необходимости в решении уравнений многофазной фильтрации. Другими словами, объект моделирования должен рассматриваться как единая система «пласт-скважины» (СПС).

Предположим, что СПС может рассматриваться как аналог термодинамической системы. Это вполне допустимо, если принять во внимание определение термодинамической системы и сопоставить его с СПС. В [98] дается такое определение термодинамической системы: «Объектом изучения термодинамики является некоторое макроскопическое тело или несколько взаимосвязанных друг с другом макроскопических тел, находящихся в ограниченной части пространства, отделенной от всего остального пространства реальной или воображаемой оболочкой. Всякий такой объект в термодинамике называется системой. Окружающее систему пространство со всеми содержащимися в нем телами называется средой». Исходя из этого, в качестве СПС можно рассматривать совокупность взаимосвязанных друг с другом пласта и скважин, а в качестве среды – все то, что выпадает из этой совокупности, но, так или иначе, влияет на поведение СПС и делает систему изолированной (нет обмена веществом и энергией), закрытой (нет обмена веществом, но есть обмен энергией) или открытой (есть обмен веществом и энергией).

Рассмотрение СПС как «термодинамической» системы позволяет оперировать таким понятием, как «процесс». Это дает возможность для описания перехода системы из одного состояния в другое, а, следовательно, дает возможность использования функций состояния системы, в т.ч. и энтропии. Заметим, что при «традиционном» гидродинамическом моделировании и анализе разработки в качестве анализируемой характеристики состояния пласта также используются функции состояния, например среднее пластовое давление.

7.6.2. ПОНЯТИЕ ДИФФЕРЕНЦИАЛЬНОЙ ЭНТРОПИИ ДЛЯ АНАЛИЗА СИСТЕМЫ «ПЛАСТ-СКВАЖИНЫ»

Универсальность понятия энтропии делает ее уникальной характеристикой для описания СПС. Так, если оставаться в рамках термодинамического подхода для анализа состояния СПС, энтропия позволяет описывать состояние системы как статистически определенной (напомним, что «Статистика и термодинамика образуют вместе единое целое, а все понятия и величины термодинамики наиболее естественно, просто и строго вытекают из понятий статистики» [73]). Уточним, что статистическая обусловленность СПС вытекает как из различных статистических зависимостей относительно свойств пласта (закономерности пористости, проницаемости и т.д.), так и из статистических закономерностей относительно разнообразных технологических показателей разработки (например, распределений скважин по текущим дебитам нефти, обводненности). В настоящей главе понятие энтропии будем использовать в его информационном контексте применительно к задаче анализа эффективности системы заводнения с позиции оценки взаимовлияния добывающих и нагнетательных скважин. Отметим, что в качестве источника для анализа в нашем случае будет выступать не информационная энтропия, предложенная Шенноном К. в 1948 г. [6], а дифференциальная энтропия (ДЭ) $H(Y)$ (как энтропия непрерывного распределения), определяемая выражением:

$$H(Y) = - \int_{-\infty}^{+\infty} \dots \int_{-\infty}^{+\infty} p_Y(\mathbf{x}) \ln p_Y(\mathbf{x}) dx_1 \dots dx_m, \quad (7.6)$$

где $Y = (Y_1, \dots, Y_m)$ – m -мерная случайная величина с плотностью распределения $p_Y(\mathbf{x})$ [45, 65].

Практическое использование ДЭ приводит к необходимости знать закон распределения многомерной случайной величины Y .

В [96] было предложено использовать ДЭ для моделирования многомерных стохастических систем и доказано, что ДЭ $H(Y)$ можно представить в виде суммы двух компонент – энтропии хаотичности $H(Y)_V$ и энтропии самоорганизации $H(Y)_R$:

$$H(\mathbf{Y}) = H(\mathbf{Y})_V + H(\mathbf{Y})_R,$$

$$H(\mathbf{Y})_V = \frac{1}{2} \sum_{i=1}^m H(Y_i) = \sum_{i=1}^m \ln \sigma_{Y_i} + \sum_{i=1}^m \kappa_i, \quad (7.7)$$

$$H(\mathbf{Y})_V = \frac{1}{2} \sum_{k=2}^m \ln(1 - R_{Y_k/Y_1 Y_2 \dots Y_{k-1}}^2),$$

где $\sigma_{Y_i}^2$ – дисперсия, $\kappa_i = H(Y_i/\sigma_{Y_i})$ – энтропийный показатель типа закона распределения случайной величины Y_i , $R_{Y_k/Y_1 Y_2 \dots Y_{k-1}}^2$ – индексы детерминации регрессионных зависимостей.

Как видно из формул (7.7), ДЭ, в отличие от информационной энтропии, позволяет исследовать многомерные системы и учитывает взаимосвязи между элементами таких систем. Поэтому при использовании ДЭ естественным образом реализуется отмеченная выше особенность объекта моделирования (СПС) как многомерной стохастической системы с (потенциально) взаимосвязанными элементами.

В общем случае СПС является открытой системой, подобно тому как, при гидродинамическом моделировании разработки, моделируемая залежь может иметь связь с аквифером или с поверхностной инфраструктурой. Согласно исследованиям нобелевского лауреата Пригожина И. Р., полное изменение энтропии открытой системы является суммой двух изменений, причем первое связано с необратимыми внутренними процессами в системе, а второе обусловлено обменом энергией и веществом между системой и средой [83]. В [95] приводится сопоставление между изменением термодинамической энтропии открытой системы и изменением ДЭ. Указано, что изменение энтропии хаотичности вызвано процессами обмена системы со средой, а изменение энтропии самоорганизации – внутренними процессами в системе. Таким образом, ДЭ является характеристикой системы, в данном случае – СПС.

В рамках энтропийного моделирования СПС представляет собой многомерный случайный вектор, компоненты которого

в общем случае являются взаимозависимыми. Случайность следует из вероятностного характера технологических показателей, а также наличия случайных погрешностей измерения данных. Это может, например, касаться способов замера (расчета) забойных давлений или неточности данных по разделению добычи/закачки по совместно разрабатываемым пластам. В рамках энтропийного моделирования эффективность системы заводнения можно оценивать с двух позиций: анализ взаимосвязи между добывающими и нагнетательными скважинами в целом и анализ взаимовлияния отдельных пар добывающих и нагнетательных скважин в отдельности.

Принципиальным вопросом энтропийного моделирования в задаче оценки взаимовлияния скважин является динамичность рассматриваемых данных – дебитов добывающих скважин и приемистостей нагнетательных скважин. Вычисление ДЭ использует аппарат математической статистики. В рассматриваемой задаче многомерными случайными векторами могут являться, например, вектор добывающих скважин и вектор нагнетательных скважин, компоненты которых – конкретные скважины. Корреляционные матрицы и связанные с этим понятием величины определяются применительно к различным интервалам времени. Таким образом, интервал времени формирует объем выборки данных, на котором оценивается корреляционная связь между компонентами векторов, а каждый интересующий интервал времени представляет собой отдельный статический период, в течение которого параметры сопоставляемых компонент вектора статистически представляют собой случайные значения дебита или приемистости.

Далее покажем на синтетическом примере решение задачи анализа эффективности системы заводнения. Предварительно отметим, что анализ эффективности системы заводнения можно проводить путем оценки коэффициентов взаимовлияния добывающих и нагнетательных скважин. Для решения такой задачи могут использоваться самые разные методы, причем результаты оценки взаимовлияния скважин применительно к одной и той же СПС зачастую не соответствуют друг другу [70]. Очевидно, что

для практических целей такая ситуация является неприемлемой. Представляется, что необходимо использовать такие методы, которые были бы физически содержательными, не зависели бы от необходимости задания свойств в межскважинном пространстве и при этом были бы вычислительно эффективными, чтобы учитывать различные неопределенности. Исходя из нашего опыта, полученного путем апробации и тестирования метода на синтетических и реальных данных, эффективным является использование подхода, в основе которого лежит модель CRM [87]. Как правило, при оценке взаимовлияния скважин в качестве эталонных данных выступают результаты расчета, полученные по методу линий тока. Однако этот метод не всегда дает корректную оценку [70]. В этой связи результаты оценки коэффициентов взаимовлияния скважин, полученные путем энтропийного моделирования, будем сопоставлять с аналогичными данными, полученными по модели CRM.

7.6.3. ОПИСАНИЕ СИНТЕТИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ

Синтетическая однослойная модель имитирует неоднородный пласт толщиной 5 м, размерами в плане 2,5 км x 2,5 км, с девятью добывающими скважинами P1–P9 и тремя нагнетательными скважинами I1–I3 (рис. 126). Заметим, что далее из рассмотрения исключена скважина P4, поскольку ее дебит практически равен нулю ввиду изолированности этой скважины.

Неоднородность пласта связана только с абсолютной проницаемостью (диапазон изменения от 0 до 300 мД), в совокупности со спецификой расположения скважин, поле проницаемости обуславливает, очевидно, нетривиальную картину взаимовлияния скважин.

Пласт пористостью 0,18 изначально предельно насыщен нефтью. Сжимаемость нефти, воды, порового пространства – 10^{-5} бар⁻¹. Относительные фазовые проницаемости воды и нефти представляют собой диагонали квадрата со стороной, равной единице. Вязкости нефти и воды одинаковы – 1 сПз. Таким образом, используется модель разноцветной жидкости. Эта модель позволяет, с одной стороны, анализировать распростра-

нение закачиваемой воды, а с другой стороны – нивелировать проблему многофазности, которую предполагается решать при дальнейшем совершенствовании метода энтропийного моделирования применительно к оценке эффекта с учетом обводненности скважин. Управление добывающими скважинами – в режиме постоянного забойного давления 150 бар, что выше давления насыщения нефти. Управление нагнетательными скважинами – в режиме переменной помесячной динамики приемистости в диапазоне изменения от 160 до 240 м³/сут (рис. 127). Объем закачки обеспечивает компенсацию отбора на уровне 100%.

Как видно из рис. 128, расчетная динамика дебитов скважин является в большинстве случаев заметно не монотонной. При этом имеет место различная восприимчивость добывающих скважин к динамике закачки. Так, динамика дебита скважины Р6 является выражено не монотонной, а динамика скважины Р8 – практически постоянной.

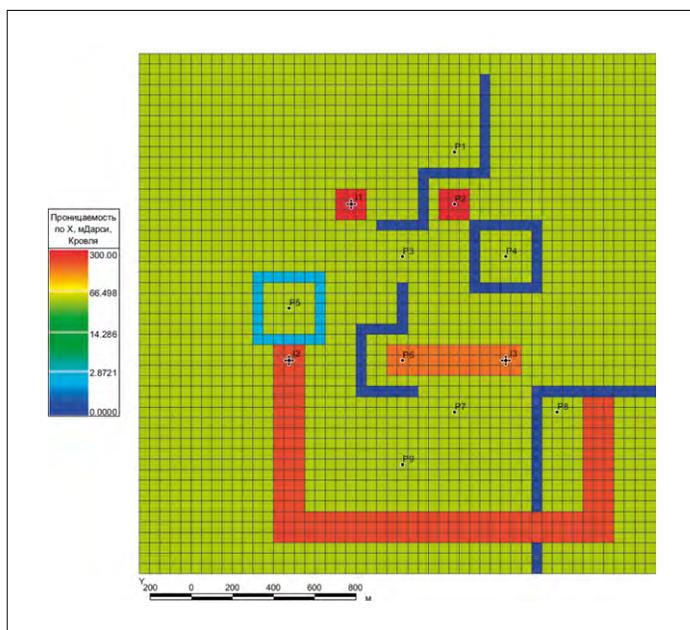


Рис. 126. Поле абсолютной проницаемости и размещение скважин

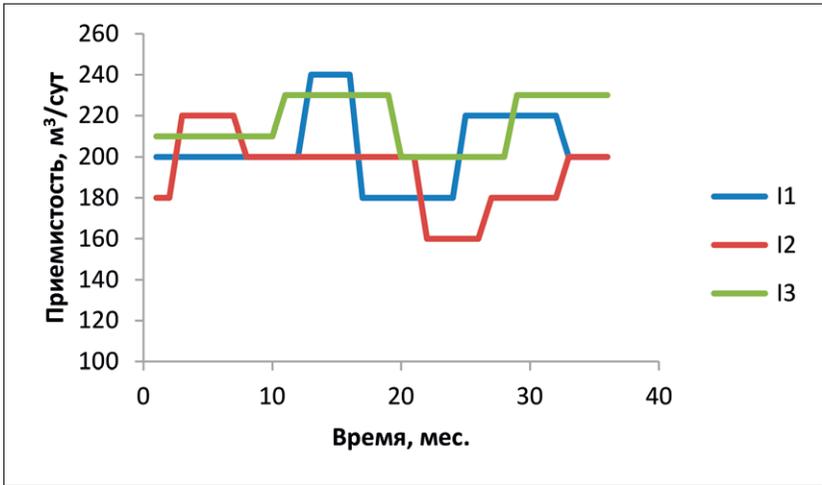


Рис. 127. Динамика приемистости скважин

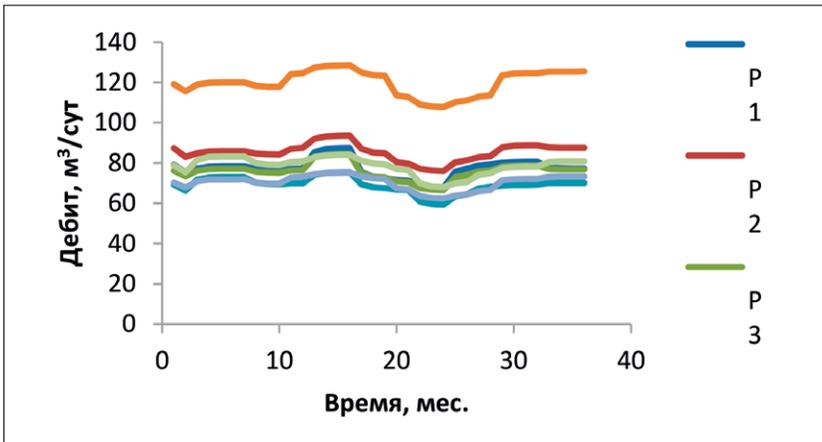


Рис. 128. Динамика дебитов скважин

7.6.4. АНАЛИЗ ВЗАИМОСВЯЗИ МЕЖДУ ДОБЫВАЮЩИМИ И НАГНЕТАТЕЛЬНЫМИ СКВАЖИНАМИ В ЦЕЛОМ

В качестве информативного показателя для количественной оценки взаимовлияния добывающих и нагнетательных скважин в целом будем использовать ДЭ взаимосвязи двух стохастических систем $\mathbf{P} = (P_1, \dots, P_9)$ и $\mathbf{I} = (I_1, \dots, I_3)$.

$$H(\mathbf{P} \cap \mathbf{I}) = H(\mathbf{P}) + H(\mathbf{I}) - H(\mathbf{Z}), \quad (7.8)$$

$$\text{где } \mathbf{Z} = \mathbf{P} \cup \mathbf{I} = (P_1, \dots, P_9, I_1, \dots, I_3)$$

Формула (7.8) позволяет оценить взаимосвязь между подсистемами \mathbf{P} и \mathbf{I} исходя из того, что с одной стороны имеем суммарную энтропию системы, состоящей из независимых подсистем \mathbf{P} и \mathbf{I} , а с другой стороны – энтропию системы \mathbf{Z} , являющейся объединением в общем случае зависимых подсистем \mathbf{P} и \mathbf{I} .

Количества добывающих и нагнетательных скважин небольшие, т.е. выборка элементов системы мала. На основании теоретических выкладок, приведенных в [96], это позволяет считать, что случайные векторы \mathbf{P} и \mathbf{I} являются гауссовскими, а энтропии хаотичности, самоорганизации и общая ДЭ на примере подсистемы \mathbf{P} с $m = 8$, соответственно, равны:

$$H(\mathbf{P})_V = \sum_{i=1}^m \sigma_{P_i} + m \cdot \ln(\sqrt{2\pi e}), \quad (7.9)$$

$$H(\mathbf{P})_R = \frac{1}{2} \ln |\mathbf{R}_P|, \quad (7.10)$$

$$H(\mathbf{P}) = H(\mathbf{P})_V + H(\mathbf{P})_R \quad (7.11)$$

В формулах (7.9), (7.10): σ_{P_i} – среднеквадратические отклонения для множества данных по дебиту каждой добывающей скважины, $|\mathbf{R}_P|$ – определитель корреляционной матрицы \mathbf{R}_P подсистемы (вектора) \mathbf{P} . Аналогичные формулы можно записать и для векторов \mathbf{I} с $m = 8$ и \mathbf{Z} с $m = 11$.

Подставив формулы (7.9) – (7.11) и аналогичные формулы для векторов \mathbf{I} , \mathbf{Z} в формулу (7.8), получаем:

$$H(\mathbf{P} \cap \mathbf{I}) = \frac{1}{2} \ln \frac{|\mathbf{R}_P||\mathbf{R}_I|}{|\mathbf{R}_Z|} \quad (7.12)$$

Из формулы (7.12) следует, что чем выше теснота корреляционной взаимосвязи между подсистемами \mathbf{P} и \mathbf{I} , тем больше энтропия взаимосвязи $H(\mathbf{P} \cap \mathbf{I})$. Если корреляционная взаимосвязь отсутствует ($|\mathbf{R}_P||\mathbf{R}_I| = |\mathbf{R}_Z|$), то $H(\mathbf{P} \cap \mathbf{I}) = 0$.

Оценка вклада каждой из скважин в энтропию взаимосвязи осуществляется по формулам:

$$\Delta H((P \setminus P_k) \cap I) = H(P \cap I) - H((P \setminus P_k) \cap I), \quad (7.13)$$

$$\Delta H(P \cap (I \setminus I_i)) = H(P \cap I) - H(P \cap (I \setminus I_i)), \quad (7.14)$$

где $I \setminus I_1 = (I_2, I_3)$, $I \setminus I_2 = (I_1, I_3)$, $I \setminus I_3 = (I_1, I_2)$, $P \setminus P_k = (P_1, P_2, \dots, P_{k-1}, P_{k+1}, \dots, P_9)$.

Формулы (7.13), (7.14) показывают, насколько изменится энтропия взаимосвязи при добавлении в систему добывающей или нагнетательной скважины. В этой связи уместен пример, когда на истории разработки в ячейке заводнения переводится под нагнетание какая-либо скважина или вводится в добычу из бездействия добывающая. Если эти мероприятия не привели к изменению энтропии, то очевидно, что связь этих новых скважин с окружающими минимальна.

Результаты расчетов по формулам (7.12) – (7.14) за весь период (36 месяцев), за первую и вторую половину периода приведены в таб. 34–37. В частности, из таб. 34 видно, что во втором полупериоде по сравнению с первым полупериодом: увеличилась взаимосвязь между добывающими и нагнетательными скважинами (увеличилась энтропия $H(P \cap I)$) и увеличилась взаимосвязь внутри каждой из подсистем (увеличились в абсолютных значениях энтропии самоорганизации $H(P)_R$ и $H(I)_R$); увеличилась изменчивость дебитов добывающих скважин – это согласуется с увеличением изменчивости преимуществей нагнетательных скважин (увеличились энтропии хаотичности $H(P)_V$ и $H(I)_V$). Как видно из таб. 34, обращает на себя близость абсолютных значений для энтропий самоорганизации и хаотичности для подсистемы нагнетательных скважин и их различие для подсистемы добывающих скважин. Во втором периоде добывающие скважины функционировали более изменчиво (рост дисперсий дебитов скважин) и более согласованно.

Таб. 34. Энтропийный анализ подсистем добывающих и нагнетательных скважин

| Энтропия | Период, в месяцах | | |
|---------------|-------------------|---------|---------|
| | 1...36 | 1...18 | 19...36 |
| $H(P \cap I)$ | 13,491 | 16,367 | 17,375 |
| $H(P)_V$ | 22,349 | 19,05 | 22,424 |
| $H(P)_R$ | -21,072 | -20,826 | -24,84 |
| $H(P)$ | 1,276 | -1,776 | -2,415 |
| $H(I)_V$ | 12,596 | 11,976 | 12,611 |
| $H(I)_R$ | -0,118 | -0,117 | -0,295 |
| $H(I)$ | 12,478 | 11,86 | 12,316 |

Таб. 35. Вклад каждой из добывающих скважин в энтропию взаимосвязи между добывающими и нагнетательными скважинами

| Доб. скважина | Период, в месяцах | | |
|---------------|--------------------------------------|--------|---------|
| | 1...36 | 1...18 | 19...36 |
| | $\Delta H((P \setminus P_k) \cap I)$ | | |
| P1 | 1,59 | 1,84 | 2,87 |
| P2 | 1,72 | 2,43 | 2,92 |
| P3 | 2,55 | 4,6 | 4,17 |
| P5 | 1,57 | 1,35 | 3,14 |
| P6 | 1,0 | 2,6 | 1,28 |
| P7 | 0,47 | 1,11 | 0,21 |
| P8 | 0,98 | 0,26 | 2,32 |
| P9 | 1,05 | 0,63 | 2,24 |

Таб. 36. Вклад каждой из нагнетательных скважин в энтропию взаимосвязи между добывающими и нагнетательными скважинами

| Нагн. скважина | Период, в месяцах | | |
|----------------|--------------------------------------|--------|---------|
| | 1...36 | 1...18 | 19...36 |
| | $\Delta H(P \cap (I \setminus I_i))$ | | |
| I1 | 4,79 | 6,85 | 6,71 |
| I2 | 4,83 | 5,18 | 6,32 |
| I3 | 4,56 | 5,85 | 5,93 |

Таб. 37. Энтропии взаимосвязи каждой из добывающих скважин со всеми нагнетательными скважинами

| Доб. скважина | Период, в месяцах | | |
|---------------|-------------------|--------|---------|
| | 1...36 | 1...18 | 19...36 |
| | $H(P_k \cap I)$ | | |
| P1 | 1,603 | 1,49 | 2,24 |
| P2 | 1,489 | 1,21 | 2,344 |
| P3 | 1,851 | 1,634 | 2,416 |
| P5 | 1,676 | 1,267 | 2,201 |
| P6 | 2,087 | 1,619 | 2,797 |
| P7 | 1,856 | 1,303 | 2,59 |
| P8 | 1,322 | 0,642 | 2,016 |
| P9 | 1,639 | 1,017 | 2,242 |

Из таб. 35 следует, что среди добывающих скважин наибольший вклад во взаимосвязь с нагнетательными скважинами вносит скважина P3. Вклад этой скважины имеет стабильный характер, поскольку имеет место как для всего анализируемого периода, так и для обоих полупериодов. При этом для других добывающих скважин их вклад во взаимосвязь с нагнетательными скважинами не такой стабильный, что можно объяснить строением пласта и расположением скважин, а также спецификой работы нагнетательных скважин. Из рис. 126 видно, что скважина P3, в отличие от других добывающих скважин, располагается относительно близко к нагнетательным скважинам, а поле проницаемости в окрестности этой скважины не имеет каких-либо непроводящих экранов. Все это создает благоприятную обстановку для реакции скважины на работу всех трех нагнетательных скважин.

Из таб. 35, таб. 36 также видно, что на первом и втором полупериодах вклад в энтропию взаимосвязи большинства добывающих скважин существенно изменяется (в ту или иную сторону), а вклад каждой из нагнетательных скважин меняется мало. Кроме этого, видно, что количественно величина вклада каждой из нагнетательных скважин примерно одинакова, а величины вкладов добывающих скважин варьируют в более широком диапазоне. Это связано

с большей неопределенностью и изменчивостью в их работе по сравнению с нагнетательными скважинами по причине изменений потоков между добывающими и нагнетательными за счет изменения давления нагнетания и интерференцией скважин.

В таб. 37 показана энтропия взаимосвязи конкретных добывающих скважин с подсистемой нагнетательных скважин, вычисленная по формуле (7.10). Из таб. 37 видно, что наибольшую взаимосвязь с нагнетательными скважинами имеет скважина P3, а наименьшую – скважина P8. Из рис. 126 видно, что эта скважина P8, в отличие от скважины P3, расположена практически в изолированной зоне, поэтому полученные значения энтропии взаимосвязи являются логичными, а энтропийное моделирование может рассматриваться в дальнейшем как инструмент для интерпретации строения межскважинного пространства.

7.6.5. АНАЛИЗ ВЗАИМОСВЯЗИ МЕЖДУ ДОБЫВАЮЩИМИ И НАГНЕТАТЕЛЬНЫМИ СКВАЖИНАМИ В ОТДЕЛЬНОСТИ

Взаимовлияние отдельных пар добывающей P_j и нагнетательной I_i скважин можно оценивать с помощью энтропии взаимосвязи, аналогичной (P3):

$$H(P_j \cap I_i) = H(P_j) + H(I_i) - H(P_j \cup I_i)$$

Опуская промежуточные выкладки, имеем для индекса детерминации регрессионной зависимости между величинами P_j и I_i :

$$R_{I_i/P_j}^2 = 1 - \exp[-2H(P_j \cap I_i)] \quad (7.15)$$

При допущении того, что величины P_j и I_i являются гауссовскими, индекс детерминации равен коэффициенту парной линейной корреляции $r_{P_j I_i}^2$ нормально распределенных случайных величин [57]. Энтропия взаимосвязи и коэффициент парной линейной корреляции в данном случае функционально взаимосвязаны между собой, а задача анализа взаимовлияния отдельных пар скважин сводится к корреляционному анализу данных. Таким образом, ко-

эффицент детерминации (или коэффициент линейной корреляции) можно интерпретировать как своеобразный коэффициент взаимовлияния, определенный по энтропийному моделированию.

Недостатком корреляции, как формального статистического понятия, является то, что она сама по себе не раскрывает причинного характера связи. Поэтому энтропийный подход, в случае четкой интерпретации понятия энтропии в контексте рассматриваемой задачи, является способом глубокого проникновения в сущность анализируемых явлений.

На рис. 129 показано соответствие между коэффициентами взаимовлияния между добывающими скважинами и конкретными нагнетательными скважинами, полученными по модели CRM [94, 87, 70] и по энтропийному моделированию для полного периода времени. Видно, что для всех нагнетательных скважин имеется очень высокий уровень соответствия, что свидетельствует о правомерности результатов энтропийного моделирования. Заметим, что речь идет о качественном соответствии коэффициентов взаимовлияния, поскольку коэффициенты взаимовлияния по CRM и по энтропийному моделированию различны по своему физическому смыслу, но характер их изменения как отражение взаимовлияния скважин одинаков.

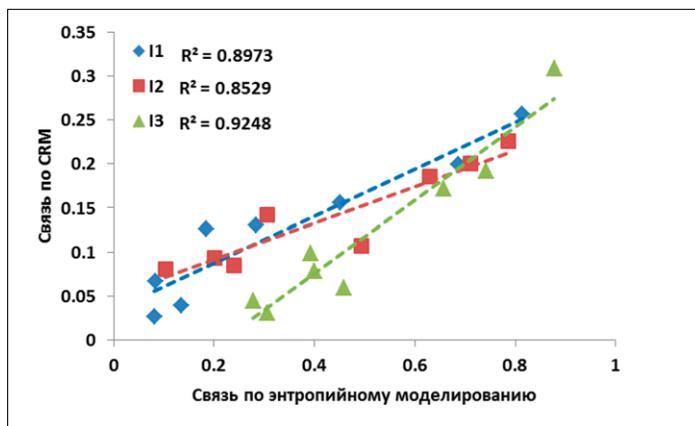


Рис. 129. Соответствие коэффициентов взаимовлияния по CRM и по энтропийному моделированию

Таким образом, энтропийное моделирование, применяемое для анализа эффективности системы заводнения, является перспективным направлением, поскольку предоставляет более широкие возможности по сравнению с другими существующими подходами. В частности, энтропийное моделирование позволяет исследовать не только взаимосвязи между добывающими и нагнетательными скважинами, но и состояние подсистем из добывающих и нагнетательных скважин в отдельности, исходя из рассмотрения дифференциальной энтропии как суммы энтропий хаотичности и самоорганизации.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Abass, H. H. The Critical Production Rate in Water-Coning System / H. H. Abass // SPE 17311, 1988. – PP. 351–360.
2. Ansary, R. Z. Steady-State Coning Solutions With Multiple Wells and Reservoir Boundaries / R. Z. Ansary, R. T. Johns // SPE 99896, 2006.
3. Arps, J. J. Analysis of Decline Curves / J. J. Arps // SPE-945228-G, 1945. – URL : <https://doi.org/10.2118/945228-G>.
4. Artun, E. Characterizing Reservoir Connectivity and Forecasting Waterflood Performance Using Data-Driven and Reduced-Physics Models / E. Artun // SPE-180488-MS, 2016.
5. Artun, E. (2016) Characterizing Reservoir Connectivity and Forecasting Waterflood Performance Using Data-Driven and Reduced-Physics Models // SPE Western Regional Meeting, 23-26 May, Anchorage, Alaska, USA. – 2016.
6. Azom, P. N. Mechanistic modelling of emulsion formation and heat transfer during the steam-assisted gravity drainage (SAGD) process / P. N. Azom, S. Srinivasan // SPE 124930, 2009.
7. Benamara, A. Gas Coning in Vertical and Horizontal Wells, a Numerical Approach / A. Benamara, D. sTiab // SPE 71026, 2001.
8. Boyun, G. A. Simple Approach to Optimization of Completion Interval in Oil / Water Coning Systems / G. A. Boyun, R. L.-H. Lee // SPE Reservoir Engineering. – November 1993. – PP. 249–255.
9. Cao, F. Development of a Two-phase Flow Coupled Capacitance Resistance Model / F. Cao. – Ph. D. Dissertation, 2014.
10. Cao, Q. Data Driven Production Forecasting Using Machine Learning / Q. Cao, R. Banerjee, S. Gupta // SPE-180984-MS, 2016.
11. Chaperon, I. Theoretical Study of Coning Toward Horizontal and Vertical Wells in Anisotropic Formations: Subcritical and Critical Rates / I. Chaperon // SPE 15377, 1986.
12. Chierici, G. L. A Systematic Study of Gas and Water Coning By Potentiometric Models / G. L. Chierici, G. L. Ciucci // JPT. – 1964. – PP. 923–929.
13. Fletcher, R. (1971) A General Quadratic Programming Algorithm / R. Fletcher // IMA Journal of Applied Mathematics. – № 7 (1). – PP. 76–91. – DOI 10.1093/imamat/7.1.76.

14. Gentil, P.H. The Use of Multilinear Regression Models in Patterned Waterfloods : Physical Meaning of the Regression Coefficients / P.H. Gentil // Master's Thesis, University of Texas, Austin, TX, USA, 2005.
15. Hasan, A. Modelling, Simulation, and Optimal Control of Oil Production under Gas Coning Conditions / A. Hasan, B. Foss, S. Sagatun, B. Tjostheim, A. Svandal, C. Hatland // SPE 143520, 2011.
16. Holanda, R. W. (2018) A State-of-the-Art Literature Review on Capacitance Resistance Models for Reservoir Characterization and Performance Forecasting / R. W. Holanda, E. Gildin, J.L. Jensen, L. W. Lake, C.S. Kabir // Energies, 2018. – URL : <https://www.mdpi.com/1996-1073/11/12/3368/html>.
17. Hui Zhao. A Data-Driven Model for History Matching and Prediction for Waterflooding Monitoring and Management with a Field Application / Zhao Hui // SPE Journal. – 2016. – № 21 (06). – PP. 2175–2194.
18. Jamali, A. (2017) Application of capacitance resistance models to determining interwell connectivity of large-scale mature oil fields / A. Jamali, A.E. Tavakkol // Petroleum Exploration and Development. – № 44 (1). – PP. 132–138.
19. Joshi, S.D. Augmentation of Well Productivity With Slant and Horizontal Wells / S. D. Joshi // JPT. – June 1988. – PP. 729–739.
20. Kansao, R. Waterflood Performance Diagnosis and Optimization Using Data-Driven Predictive Analytical Techniques from Capacitance Resistance Models CRM / R. Kansao, A. Yrigoyen, Z. Haris, L. Saputelli // SPE 185813-MS, 2017.
21. Kaviani, D. Estimation of inter well connectivity in the case of unmeasured fluctuating bottom hole pressures / D. Kaviani, J.L. Jensen, L. W. Lake // J. Pet. Sci. Eng. – 2012.
22. Khalili, A. A Review of Critical Coning Rate Correlations and Identifying the Most Reliable Equation / A. Khalili // A Master of Engineering Dissertation. – 2005.
23. Koval, E. J. (1963) A Method for Predicting the Performance of Unstable Miscible Displacement in Heterogeneous Media / E. J. Koval // SPEJ. – № 3 (2). – PP. 145–154.

24. Laochamroonvorapongse, R. Advances in the Development and Application of a Capacitance-Resistance Model / R. Laochamroonvorapongse // Master's Thesis, University of Texas, Austin, TX, USA, 2013.
25. Leemhuis, A. P. Gas coning control for smart wells / A. P. Leemhuis, S. P. Belfroid, G. J. N. Alberts, A. P. Leemhuis // SPE 110317, 2007.
26. Linden, R. The Use of Model Predictive Control for Asset Production Optimization : Application to a Thin-Rim Oil Field Case / R. Linden, A. Leemhuis // SPE 134308, 2010.
27. Meum, P. Optimization of smart well production through nonlinear model predictive control / P. Meum, P. Tondel, J.-M. Godhavn, P. M. Aamo // SPE 112100, 2008.
28. Mohaghegh, S. D. Smart Proxy : an Innovative Reservoir Management Tool ; Case Study of a Giant Mature Oilfield in UAE / S. D. Mohaghegh, F. Abdulla, M. Abdou, R. Geskari, M. Maysami // SPE-177829-MS, 2015.
29. Muskat, M. An approximate theory of water-coning in oil production / M. Muskat, R. D. Wyckoff. – 1934.
30. Nennie, E. D. An investigation into the need of a dynamic coupled well-reservoir simulator / E. D. Nennie, G. J. N. Alberts, S. P. C. Belfroid, E. Peters, G. J. P. Joosten // SPE 110316, 2007.
31. Nguyen, A. P. Capacitance Resistance Modeling for Primary Recovery, Waterflood and Water-CO₂ Flood / A. P. Nguyen. – Ph. D. Dissertation, University of Texas, Austin, TX, USA, 2012.
32. Omeke, J. E. A Proposed Cone Breakthrough Time Model for Horizontal Wells in Thin Oil Rim Reservoirs / J. E. Omeke, A. Livinus, I. Uche, O. Boniface, E. Ekeoma // SPE 140743, 2010.
33. Onwukwe, S. I. A model approach of controlling coning in oil rim reservoirs / S. I. Onwukwe, B. Obah, G. A. Chukwu // SPE 163039, 2012.
34. Panda, M. N. An Integrated Approach to Estimate Well Interactions / M. N. Panda, A. K. Chopra // SPE Reservoir Evaluation & Engineering (SPE 39563), 1998. – PP. 517–530.
35. Papatzacos, P. Cone Breakthrough Time for Horizontal Wells / P. Papatzacos, T. R. Herring, R. Martinsen, S. M. Skjaeveland // SPE Reservoir Engineering. – August 1991. – PP. 311–318.

36. Permadi, A. K. New Empirical Correlations for Predicting Water Breakthrough Time of a Vertical Well in a Bottom-Water Reservoir / A. K. Permadi // JTM. – 2009. – № 3.
37. Permadi, P. An Improved Water Coning Calculation for Horizontal Wells / P. Permadi, T. Jayadi // SPE 133162, 2010.
38. Qin, W. New Cold Production Technique for Heavy Oil with Strong Bottom Water Drive / W. Qin, A. K. Wojtanowicz // SPE 146928, 2011.
39. Recham, R. Super-Critical Rate Based on Economic Recovery in Water and Gas Coning be Using Vertical and Horizontal Well Performance / R. Recham // SPE 71820, 2001.
40. Sagatun, S.I. Boundary Control of a Horizontal Oil Reservoir / S. I. Sagatun // SPE Journal. – December 2010. – PP. 1026–1033.
41. Savitzky, A. Smoothing and Differentiation of Data by Simplified Least Squares Procedures / A. Savitzky, M. J. E. Golay // Analytical Chemistry. – 1964. – Vol. 36. – PP. 1627–1639.
42. Sayarpour, M. Development and Application of Capacitance-Resistive Models to Water/CO₂ Floods / M. Sayarpour. – Ph.D. Dissertation, 2008.
43. Sepp Hochreiter. Long Short-Term Memory / Sepp Hochreiter, Juergen Schmidhuber // Neural Computation. – 1997. – № 9 (8). – PP. 1735–1780.
44. Shahab, D. Mohaghegh, Shohreh Amini, Vida Gholami, Razi Gaskari and Grant Bromhal. Grid-Based Surrogate Reservoir Modeling (SRM) for Fast Track Analysis of Numerical Reservoir Simulation Models at the Grid block Level / D. Shahab // SPE 153844, 2012.
45. Shannon, C.E. (1948) A Mathematical Theory of Communication / C. E. Shannon // The Bell System Technical Journal. – Vol. 27. – PP. 379–423, 623–656.
46. Tabatabaei, M. An Analytical Solution for Water Coning in Vertical Wells / M. Tabatabaei, A. Ghalambor, B. Guo // SPE Production and Operations. – May 2012. – PP. 195–204.
47. Tiefertal, S.A. Supercritical production from horizontal wells in oil-rim reservoirs / S.A. Tiefertal // SPE Reservoir Engineering. – November 1994. – PP. 272–277.
48. tNavigator. Руководство пользователя. – Rock Flow Dynamics, 2018.

49. Multiwell deconvolution. – URL : <http://nafta.wiki/pages/view-page.action?pageId=22120283>.
50. Valko, P.P. Development and Application of the Multiwell Productivity Index (MPI) / P.P. Valko, L.E. Doublet, T.A. Blasingame // SPE Journal. – 2000. – Vol. 5, № 1. – PP. 21–31.
51. Weber, D. (2009) Improvements in Capacitance-Resistive Modeling and Optimization of Large Scale Reservoirs / D. Weber, T.F. Edgar, L. W. Lake, L.S. Lasdon, S. Kawas, M. Sayarpour // SPE Western Regional Meeting, 24-26 March, San Jose, California. – URL : <https://www.onepetro.org/conference-paper/SPE-121299-MS>.
52. Weiping, Y. Water Coning Calculations for Vertical and Horizontal Wells / Y. Weiping, R.A. Wattenbarger // SPE 22931, 1991. – PP. 459–470.
53. Yousef, A. A. A Capacitance Model To Infer Interwell Connectivity From Production and Injection Rate Fluctuations / A. A. Yousef, P.H. Gentil, J.L. Jensen, L. W. Lake // SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 9-12 October 2005, Dallas, Texas.
54. Zhan, C. Application of Machine Learning for Production Forecasting for Unconventional Resources / C. Zhan, S. Sankaran, LeMoine et al. // URTEC-2019-47-MS, 2019.
55. Абабков, А.В. Экспресс-метод оценки степени взаимодействия скважин с использованием частотного анализа данных истории эксплуатации нагнетательных и добывающих скважин / А.В. Абабков, В.М. Васильев, Н.И. Хисамутдинов, И.Р. Сафиуллин, В.Ш. Шаисламов // Нефтепромысловое дело. – 2014. – № 7. – С. 10–13.
56. Азиз, Х. Математическое моделирование пластовых систем : пер. с англ. / Х. Азиз, Э. Сеттари. – М. : Недра, 1982. – 407 с.
57. Айвазян, С.А. Прикладная статистика : исследование зависимостей / С.А. Айвазян, И.С. Енюков, Л.Д. Мешалкин. – М. : Финансы и статистика, 1985. – 488 с.
58. Алтунин, А.Е. Использование метода материального баланса и теории нечетких множеств для решения задачи разделения добычи при одновременной разработке нескольких пластов / А.Е. Алтунин, М.В. Семухин, С.В. Степанов // Нефтяное хозяйство. – 2012. – № 5. – С. 56–60.

59. Аржиловский, А.В. Сравнение методов анализа выработки остаточных запасов / А.В. Аржиловский, Д.Н. Гусева // Нефтепромысловое дело. – 2016. – № 10. – С. 14–19.
60. Басниев, К.С. Подземная гидромеханика : учебник для вузов / К.С. Басниев, И.Н. Кочина, В.М. Максимов. – М. : Недра, 1993. – 416 с.
61. Батлер, Р.М. Горизонтальные скважины для добычи нефти, газа и битумов. – М. ; Ижевск : ИКИ, НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика», 2010. – 536 с.
62. Бекман, А. Д. Новый алгоритм нахождения оптимального решения задачи определения коэффициентов взаимовлияния скважин в рамках модели CRM / А.Д. Бекман, С.В. Степанов, А.А. Ручкин, Д.В. Зеленин // Вестник Тюменского гос. ун-та. Физ.-мат. моделирование. Нефть, газ, энергетика. – 2019. – Том 5, № 3. – С. 164–185. – DOI 10.21684/2411-7978-2019-5-3-164-185.
63. Бекман, А.Д. Новый метод прогнозирования динамики обводненности скважин с использованием результатов SRMP-моделирования / А.Д. Бекман, Т.А. Поспелова, Д.В. Зеленин // Вестник Тюменского гос. ун-та. Физ.-мат. моделирование. Нефть, газ, энергетика. – 2020. – Т. 6, № 1 (21). – С. 192–207. – DOI 10.21684/2411-7978-2020-6-1-192-207.
64. Васильев, В.В. Использование результатов оценки взаимовлияния добывающих и нагнетательных скважин для оптимизации заводнения / В.В. Васильев // Нефтяное хозяйство. – 2009. – № 6. – С. 30–32.
65. Васильев, Д.М. Обоснование избирательной системы заводнения слабовыработанных обводненных пластов месторождений Нижневартовского свода : дис. ... канд. техн. наук / Васильев Дмитрий Михайлович ; науч. рук. Ю.А. Котенев ; Уфимский государственный нефтяной технический университет. – Уфа, 2017. – 124 с.
66. Гельфанд, И.М. Количество информации и энтропия для непрерывных распределений / И.М. Гельфанд, А.Н. Колмогоров, А.М. Яглом // Труды III Всесоюзного математического съезда. – М. : АН СССР, 1958. – Т. 3. – С. 300–320.
67. Джоши, С.Д. Основы технологии горизонтальной скважины : пер. с англ. / С.Д. Джоши. – Краснодар : Сов. Кубань, 2003. – 424 с.

68. Дзюба, В.И. Гидродинамическое моделирование разработки нефтяных месторождений. Проблемы и перспективы / В.И. Дзюба // Вестник ЦКР Роснедра. – 2007. – № 1. – С. 35–39.
69. Заде, Л. Понятие лингвистической переменной и его применение к принятию приближенных решений / Л. Заде. – М. : Мир, 1976. – 167 с.
70. Захарян, А.З. От цифровых моделей к математическим : новый взгляд на геолого-гидродинамическое моделирование нефтегазовых месторождений при помощи искусственного интеллекта / А.З. Захарян, С.О. Урсегов // Нефтяное хозяйство. – 2019. – № 12. – С. 144–148.
71. Зеленин, Д.В. Исследование механизмов учета взаимовлияния скважин при использовании различных методов математического моделирования / Д.В. Зеленин, С.В. Степанов, А.Д. Бекман, А.А. Ручкин // Нефтепромысловое дело. – 2019. – № 12 (612).
72. Иващенко, Д.С. Примеры применения автоматизированного анализа взаимовлияния скважин для диагностирования трещин автоГРП в низкопроницаемых коллекторах / Д.С. Иващенко, Д.А. Кравец, П.С. Мумбер, А.А. Мусин, Э.Э. Сахибгареев. – Российская нефтегазовая конференция SPE, 2017.
73. Каневская, Р.Д. Математическое моделирование гидродинамических процессов разработки месторождений углеводородов / Р.Д. Каневская. – М. ; Ижевск : Институт компьютерных исследований, 2002. – 140 с.
74. Ландау, Л.Д. Статистическая физика. Часть I / Л.Д. Ландау, Е.М. Лифшиц. – М. : Наука, 1976. – 584 с.
75. Мальшаков, А.В. Асимптотическое решение уравнения двухфазной фильтрации несмешивающихся жидкостей в пористых средах (перколяционный аспект) / А.В. Мальшаков, Р.И. Медведский, В.В. Гузеев // Известия вузов. Нефть и газ. – 2007. – № 1. – С. 25–31.
76. Медведский, Р.И. Оценка извлекаемых запасов нефти и прогноз уровней добычи по промысловым данным / Р.И. Медведский, А.А. Севастьянов. – Тюмень : Недрa, 2004. – 192 с.

77. Мееров, М. В. Оптимизация систем многосвязного управления / М. В. Мееров, Б. Л. Литвак. – М. : Наука, 1972. – 344 с.
78. Мьёваттен, А. Модель образования газового конуса и зависимости газового фактора от темпа отбора в нефтегазоносном пласте с нефтяной оторочкой / А. Мьёваттен, Р. Осхайм, С. Сэлид, О. Груннинг // SPE 102390, 2006.
79. Оленчиков, Д. Применение CRM-подобных моделей для экспресс-прогнозирования и оптимизации разработки месторождений / Д. Оленчиков, Д. Посвянский. – Российская нефтегазовая техническая конференция SPE, 22-24 октября, Москва, Россия, 2019.
80. Поспелова, Т. А. Оптимизация системы заводнения на основе модели CRM / Т. А. Поспелова, Д. В. Зеленин, М. С. Жуков, А. Д. Бекман, А. А. Ручкин // Нефтепромысловое дело. – 2020. – № 7. – С. 5–10.
81. Поспелова, Т. А. Применение CRM-модели для анализа эффективности системы заводнения / Т. А. Поспелова, Д. В. Зеленин, А. А. Ручкин, А. Д. Бекман // Нефтяная провинция. – 2020. – № 1 (21). – С. 97–108. – DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2020.1.97-108>.
82. Поспелова, Т. А. Стохастико-аналитическая модель для автогидросамопрослушивания продуктивных пластов / Т. А. Поспелова, А. В. Стрекалов // Нефтяное хозяйство. – 2019. – № 9. – С. 76–81.
83. Потрясов, А. А. Автоматизация процессов управления заводнением на нефтяном месторождении / А. А. Потрясов, Л. С. Бриллиант, М. Ф. Печеркин, А. И. Комягин // Недропользование – XXI век. – 2016. – № 6. – С. 112–121.
84. Пригожин, И. Р. Введение в термодинамику необратимых процессов : пер с англ. / И. Р. Пригожин. – Ижевск : НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика», 2001. – 160 с.
85. Проскурин, В. А. Способы оценки эффективности формирования системы заводнения на объекте Западно-Усть-Балыкского месторождения / В. А. Проскурин, Н. И. Хисамутдинов, М. С. Антонов, Д. К. Сагитов // Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности. – 2013. – № 6. – С. 36–38.

86. Пуртова, И. П. Повышение эффективности разработки нефтяных залежей посредством адаптации гидродинамических моделей к условиям техногенного упруговодонапорного режима : дис. ... канд. техн. наук / Пуртова Инна Петровна ; науч. рук. В. В. Завьялов ; ТюмГНГУ. – Тюмень, 2007. – 160 с.
87. РД 153-39.0-110-01 Методические указания по геолого-промысловому анализу разработки нефтяных и газонефтяных месторождений. – 2002. – 60 с.
88. Ручкин, А. А. Исследование особенностей оценки взаимовлияния скважин на примере модели CRM / А. А. Ручкин, С. В. Степанов, А. В. Князев, А. В. Степанов, А. В. Корытов, И. Н. Авсянко // Вестник Тюменского гос. ун-та. Физ.-мат. моделирование. Нефть, газ, энергетика. – 2018. – Т. 4, № 4. – С. 148–168.
89. Савастьин, М. Ю. Анализ и интерпретация динамики режимов работы скважин / М. Ю. Савастьин, А. В. Стрекалов, И. П. Пуртова. – М. : ВНИИОЭНГ «Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений». – 2007. – № 6. – С. 34–36.
90. Соколов, С. В. Алгоритм построения и возможности практического применения матрицы взаимовлияния скважин / С. В. Соколов // Сборник научных трудов. – Тюмень : Тюменский нефтяной научный центр, 2017. – Вып. 3. – С. 139–144.
91. Соколов, С. В. Практика проектирования, анализа и моделирования разработки нефтяных месторождений / С. В. Соколов. – Санкт-Петербург : Наука, 2008. – 240 с.
92. Степанов, С. В. ПО «Ариадна» / С. В. Степанов, А. В. Степанов, А. Д. Бекман, А. А. Ручкин // Свидетельство о регистрации программы на ЭВМ № 2019660439. – 2019.
93. Степанов, С. В. Аналитический метод разделения добычи жидкости и нефти по пластам при их совместной разработке / С. В. Степанов, А. А. Ручкин, А. В. Степанов // Нефтепромысловое дело. – 2018. – № 2. – С. 10–17.
94. Степанов, С. В. Новая концепция математического моделирования для принятия решений по разработке месторождений / С. В. Степанов, Т. А. Поспелова // Нефтяное хозяйство. – 2019. – № 4. – С. 50–53.

95. Степанов, С. В. Проблематика оценки взаимовлияния добывающих и нагнетательных скважин на основе математического моделирования / С. В. Степанов, С. В. Соколов, А. А. Ручкин, А. В. Степанов, А. В. Князев, А. В. Корытов // Вестник Тюменского гос. ун-та. Физ.-мат. моделирование. Нефть, газ, энергетика. – 2018. – Т. 4, № 3. – С. 146–164.
96. Тырсин, А. Н. Системный анализ. Модели и методы / А. Н. Тырсин. – Воронеж : Научная книга, 2019. – 167 с.
97. Тырсин, А. Н. Энтропийное моделирование многомерных стохастических систем / А. Н. Тырсин. – Воронеж : Научная книга, 2016. – 156 с.
98. Хатмуллин, И. Полуаналитические модели расчета интерференции скважин на базе класса моделей CRM / И. Хатмуллин, А. Цанда, А. Андрианова, С. Буденный, А. Маргарит, В. Лушпеев, М. Симонов, Д. Перец // Нефтяное хозяйство. – 2018. – № 12. – С. 38–41.
99. Хачкурузов, Г. А. Основы общей и химической термодинамики / Г. А. Хачкурузов. – М. : Высш. школа, 1979. – 268 с.
100. Чарный, И. А. Подземная гидрогазодинамика / И. А. Чарный. – М. : Гостоптехиздат, 1963. – 397 с.
101. Юдин, Е. В. Моделирование фильтрации жидкости в неоднородных средах для анализа и планирования разработки нефтяных месторождений : дис. ... канд. физ.-мат. наук / Юдин Евгений Викторович ; науч. рук. М. М. Хасанов ; МФТИ. – М., 2014.
102. Ядав, А. Новый метод аналитики данных для характеристики стратегии заводнения зрелого нефтяного месторождения с геологически сложной структурой / А. Ядав, Д. Давудов, Ю. Данисман, А. Малков, Э. Омара, Э. Венкатраман, А. Эль-Хавари. – Российская нефтегазовая конференция SPE, 2020.

- Для заметок -

С.В. Степанов, А.Д. Бекман, А.А. Ручкин, Т.А. Поспелова

**СОПРОВОЖДЕНИЕ РАЗРАБОТКИ
НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ
С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ МОДЕЛЕЙ CRM**

Монография

Подписано в печать 17.12.2021.
Формат 60x84/16. Усл. печ. л. 18,75.
Тираж 50 экз. Заказ Э-8061.

Компьютерная верстка,
техническое редактирование, печать –
ООО «ИПЦ «Экспресс».
г. Тюмень, ул. Минская, 3г, корп. 3.