

DOI: <https://doi.org/10.25689/NP.2020.3.99-112>

УДК 622.276

## **К вопросу разделения эффекта от сопутствующих ГТМ с учетом влияния закачки**

*Аржиловский А.В., Зеленин Д.В., Ручкин А.А., Поспелова Т.А., Бекман А.Д.  
ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия*

## **On separation of EOR /well stimulation effects with consideration of injection effect**

*A.V. Arzhilovskiy, D.V. Zelenin, A.A. Ruchkin, T.A. Pospelova, A.D. Bekman  
LLC «Tyumen Petroleum Research Center», Tyumen, Russia*

**E-mail: [avarzhilovskiy@tnnc.rosneft.ru](mailto:avarzhilovskiy@tnnc.rosneft.ru)**

**Аннотация.** Статья посвящена проблеме разделения эффекта от проведения сопутствующих ГТМ на добывающем фонде, как на самой скважине, так и на окружающих нагнетательных. В результате такого наложения истинное значение эффекта от основного ГТМ зачастую «замаскировано» и может быть, как существенно завышено, так и занижено. В этой ситуации первостепенное значение имеет оценка базовой добычи. Однако типовые кривые падения и характеристики вытеснения не позволяют учесть эффекты от изменения забойного давления и интенсивности окружающего заводнения.

Выходом может быть расчет базовой добычи на ГДМ, однако длительность такого расчета и неактуальность моделей может стать препятствием к оперативной оценке, а значит и скорейшим корректирующим мероприятиям на скважинах.

В статье проводится сравнение традиционного подхода оценки эффективности ГТМ по интенсификации притока на основе кривых падения и численного эксперимента с использованием гидродинамического симулятора. В результате эксперимента показано, что недоучет влияния работы нагнетательного фонда в характеристиках вытеснения приводит к существенным погрешностям в расчете дополнительной добычи нефти.

Для оперативной оценки разделения эффекта авторами предложено использовать CRM-модели, представляющие собой аналитическое решение уравнения материального баланса. Показано, что использование таких моделей позволит существенно уточнить эффективность ГТМ. Кроме того, подобный подход позволяет оценить значение эффекта и от мероприятий по оптимизации закачки с учетом сложившихся коэффициентов взаимовлияния скважин.

---

© Аржиловский А.В., Зеленин Д.В., Ручкин А.А., Поспелова Т.А., Бекман А.Д., 2020

**Ключевые слова:** оценка эффективности ГТМ, разделение эффекта, CRM, взаимодействие скважин, эффект от ППД, кривые падения, гидродинамическое моделирование.

**Для цитирования:** Аржиловский А.В., Зеленин Д.В., Ручкин А.А., Поспелова Т.А., Бекман А.Д. К вопросу разделения эффекта от сопутствующих ГТМ с учетом влияния закачки//Нефтяная провинция.- 2020.-№3(23).-С.99-112. DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2020.3.99-112>

**Abstract.** This work discusses the problem of separation of effects from different EOR and well stimulation operations performed in the producing well and in the surrounding injection wells in the waterflooded development. Because of interference of effects, the true value of the main treatment might easily be overestimated, or on the contrary, underestimated. In such situations, estimate of base oil production comes to the forefront, however conventionally used draw-down curves and decline curve analysis (DCA) ignore effects from changes in bottomhole pressure before and after treatment and water injection rates.

Model studies to calculate base oil production might be a good solution, however, because of the too long run time and rapid aging of data, prompt estimate is challenging and so are the responsive remedial in-field operations.

Conventional approach to assess efficiency of stimulation treatment based on DCA is compared with the results of the numerical experiment using reservoir simulator. It has been shown that underestimation of injection wells' effect while decline curve analysis results in considerable errors in calculation of incremental oil production.

For a prompt assessment of separation of treatments' effects, the authors suggest using capacitance-resistance models (CRM), which are analytical solutions of the material balance equations. It has been shown that CRM models can significantly improve the accuracy of assessment of treatment efficiency. Furthermore, the offered approach makes it possible to estimate efficiency of the conformance control operations taking into consideration the actual well interference coefficients.

**Key words:** assessment of treatment efficiency, separation of effects, CRM, well interference, effect from formation pressure maintenance, decline curves, reservoir simulation

**For citation:** A.V. Arzhilovskiy, D.V. Zelenin, A.A. Ruchkin, T.A. Pospelova, A.D. Bekman K vo-  
prosu razdelenija jeffekta ot soputstvujushhh GTM s uchetom vlijanija zakachki [On separation of EOR /well  
stimulation effects with consideration of injection effect]. Neftyanaya Provintsiya, No. 3(23), 2020. pp.99-112.  
DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2020.3.99-112> (in Russian)

## Постановка задачи и используемый инструментарий

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

другие мероприятия, направленные на снижение скин-фактора.

Для каждого ГТМ на месторождении осуществляется мониторинг прироста дебита нефти и определяется экономическая эффективность. Однако в процессе отслеживания таких приростов проводятся сопутствующие мероприятия, направленные на увеличение эффективности ГТМ, например, в виде оптимизации забойного давления и увеличения закачки при возросшем отборе жидкости. В итоге, реальное изменение скин-фактора скрыто, и непонятно, когда завершился эффект от основного мероприятия и какой 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 различные эмпирические зависимости дебита нефти от времени, которые в литературе называются кривыми падения (КП). Такие зависимости позволяют оценить полный эффект как за счет интенсификации, так и за счет изменения обводненности. Но к сожалению, по КП невозможно разделить полный эффект на составляющие от одновременных воздействий на скважину других ГТМ, и сложно определить является ли это влияние существенным, отрицательное оно или нет.

Типовой кривой падения является экспоненциальная кривая Арпса [1], формула (1), широко используемая как при заводнении, так и при истощении.

$$q_o(t) = q_o(t_0)e^{-\alpha(t-t_0)} \quad (1),$$

где  $q_o$  – дебит нефти,  $t$  – время,  $t_0$  – начальный момент времени,  $\alpha$  – коэффициент падения.

К ее недостаткам следует отнести неучет изменения забойного давления и энергетики пласта. Базовая характеристика может быть так же выполнена на основе гидродинамического моделирования, но такой подход может требовать значительных временных ресурсов, в том числе в случае,

если предварительно необходимо построение и адаптация ГДМ.

В этой связи предлагается использование полуаналитической модели CRM, полученной на основе нелинейного уравнения материального баланса [2], поскольку в модели учитывается первичная добыча жидкости, влияние системы поддержания пластового давления (ППД) и влияние изменения забойного давления (формула 2).

$$q_j(t_n) = q_j(t_0)e^{-\frac{t_n-t_0}{\tau_j}} + \sum_{k=1}^n \left[ \left( \sum_{i=1}^{NI} (f_{ij} I_i^k) - J_j \tau_j \frac{p_j^k - p_j^{k-1}}{t_k - t_{k-1}} \right) e^{-\frac{t_n-t_k}{\tau_j}} \left( 1 - e^{-\frac{t_k-t_{k-1}}{\tau_j}} \right) \right] \quad (2)$$

где  $q_j$  – дебит жидкости,  $I_i$  – приемистость,  $p_j^k$  – забойное давление на добывающих скважинах.

В результате решения обратной задачи определяются такие параметры как «постоянная времени» -  $\tau_j$ , коэффициент продуктивности добывающих скважин -  $J_j$ , коэффициенты взаимовлияния -  $f_{ij}$ . При этом коэффициенты  $f_{ij}$  характеризуют долю закачки  $i$ -той нагнетательной скважины, приходящуюся на добычу жидкости в  $j$ -той добывающей скважине. Параметры CRM модели  $\tau_j$ ,  $J_j$ ,  $f_{ij}$  настраиваются в результате минимизации погрешности между модельным и фактическим дебитом жидкости [3]. Дебит нефти рассчитывается на основе оригинальной авторской двухфазной мультхарактеристической модели [4], сочетающей функцию Баклея и возможность учета перетока между зонами дренирования. Отличительной особенностью модели [4] является возможность настройки и прогноза падающей и растущей обводненности, обусловленной интерференцией нагнетательных скважин. В итоге, настроенная двухфазная модель CRM представляет собой зависимость дебита нефти от приемистости нагнетательных и изменения забойного давления в добывающих скважинах. В расширенной версии авторской модели учитываются взаимодействия нагнетательных и добывающих скважин между собой, а также есть возможность учета 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 и разделения эффекта от разнородных параллельных ГТМ приведено сравнение расчета эффекта по КП, ГДМ и CRM модели на синтетическом примере.

Предложенный подход так же может быть с успехом применен для анализа дополнительной добычи от оптимизации системы ППД и, в частности, от изменения приемистости и ввода скважин под закачку. Это позволяет оценить вклад каждой скважины в изменяющуюся картину, что, собственно говоря, и соответствует истинному значения термина «анализ» - с др.-греч. «разложение, разделение, расчленение, разборка».

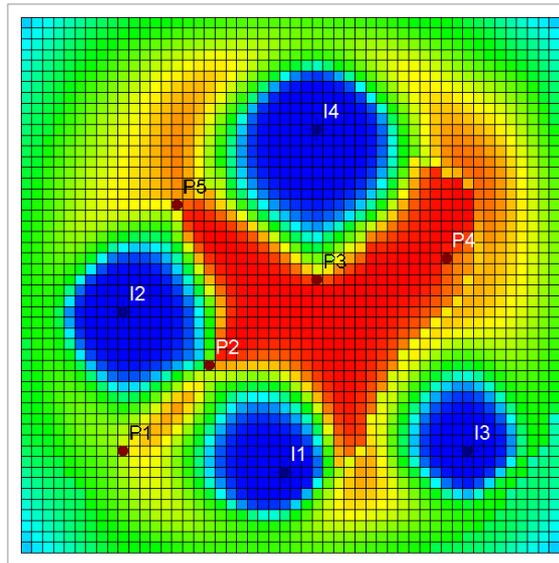
### **Численный эксперимент для оценки разделения добычи**

Для сопоставления корректности оценки эффективности ГТМ с использованием КП и модели CRM был выполнен численный эксперимент с использованием синтетической гидродинамической модели, где моделировалось проведение одновременно несколько сопутствующих мероприятий.

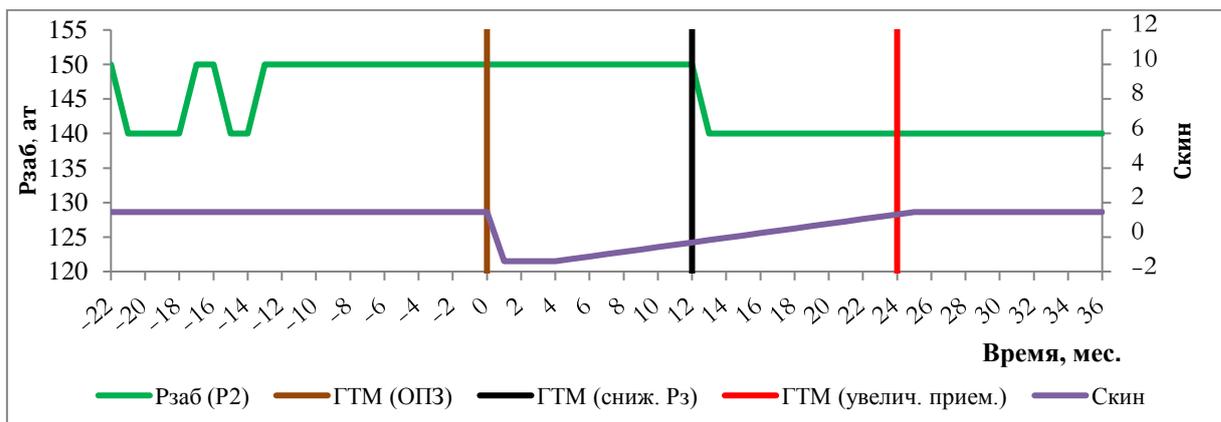
В модели задавались четыре нагнетательных и пять добывающих скважин. Расстановка скважин и поле нефтенасыщенности непосредственно перед проведением ГТМ представлено на рис. 1. Модель состоит из одного нефтенасыщенного пласта мощностью 5 м, с проницаемостью около 100 мД и размером ячеек 50x50x5 м. В модели были заданы относительные фазовые проницаемости и другие необходимые параметры.

На одной из добывающих скважин (P2) после ряда лет эксплуатации с загрязнённой призабойной зоной моделировалось проведение ОПЗ (Рис. 2) путем уменьшения скин-фактора и восстановлением его до прежних значений через 24 месяца. Но при этом через 12 месяцев после ОПЗ изменялось забойное давление скважины P2, а через 24 месяца на трех из четырех влияющих нагнетательных скважинах (I1, I2 и I3) задавался рост приемистости, обусловленный необходимостью поддержания повышенных отборов жидкости (Рис. 3). Динамика изменения технологиче-

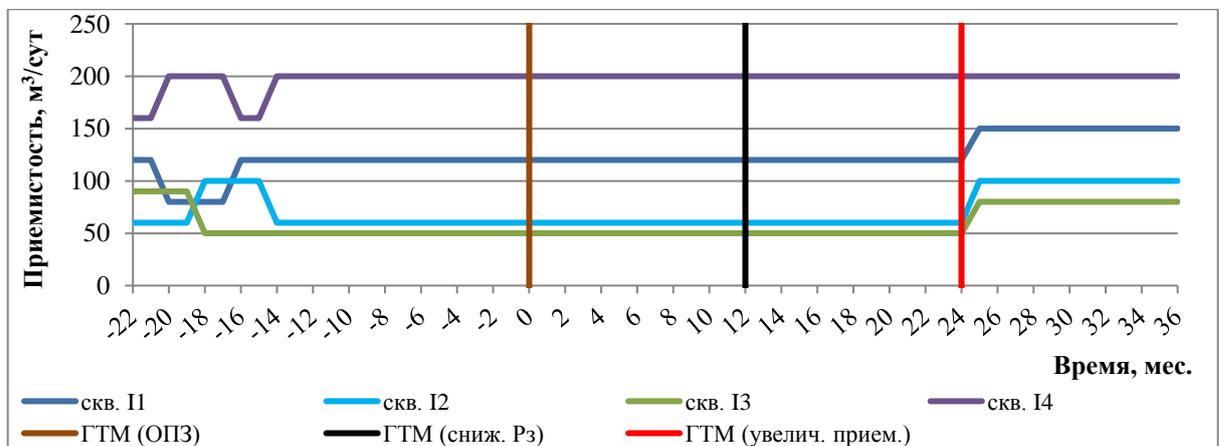
ских показателей за весь наблюдаемый период по скважине P2 приведена на рис. 4 и 5, и отмечена голубым цветом.



**Рис. 1. Синтетическая гидродинамическая модель, схема расстановки скважин и распределение нефтенасыщенности на момент проведения ГТМ**

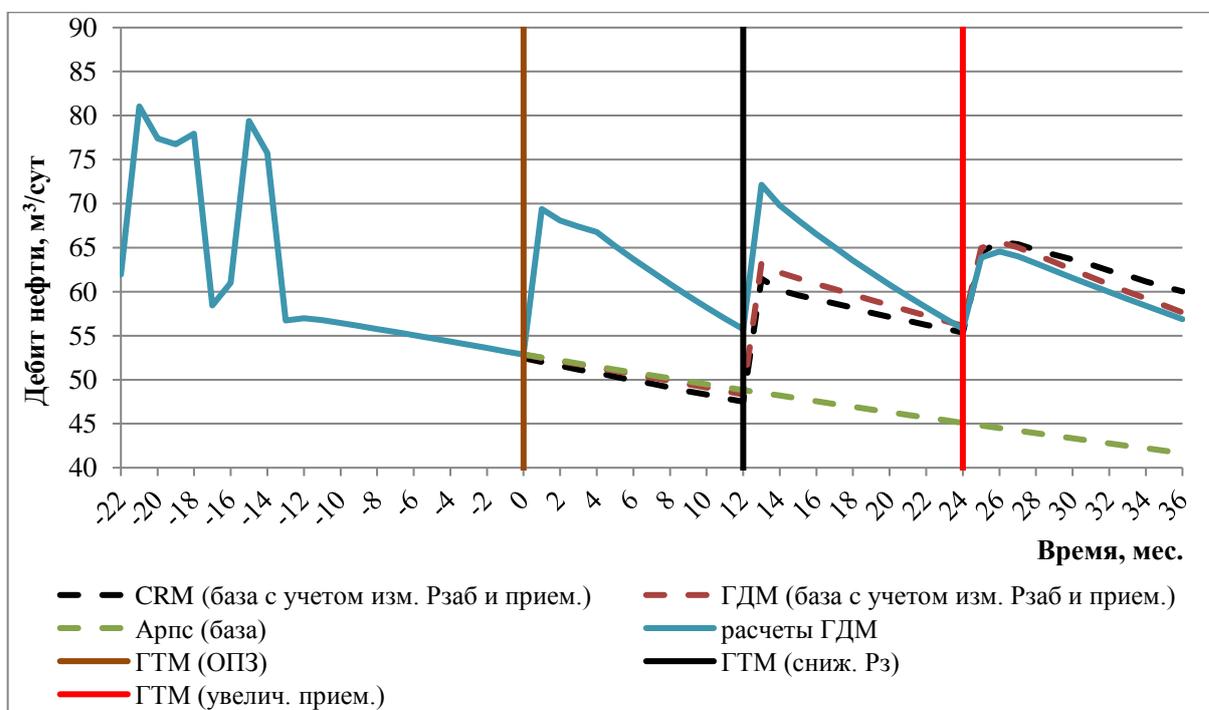


**Рис. 2. Динамика скин-фактора и забойного давления для скважины P2**



**Рис. 3. Динамика приемистости нагнетательных скважин I1, I2, I3, I4**

На рис. 4 приведены фактические и базовые показатели динамики дебита нефти по скважине Р2. При этом на гидродинамическом симуляторе выполнен расчет всех ГТМ, а базовая добыча (коричневый цвет на рис. 4) 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 (черный цвет на рис. 4), учитывающая всех эти факторы. По кривой падения Арпса базовый дебит нефти рассчитан по сложившимся трендам, как это и принято в промысловой практике, и не учитывает какие-либо параллельные ГТМ.



**Рис. 4. Динамика фактического и базового дебита нефти**

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

Как видно из рис. 4 кривая падения Арпса прогнозируют монотонное снижение базового дебита нефти, а модель CRM позволила более качественно воспроизвести динамику базовой добычи нефти с учетом влияния

изменения забойного давления и роста приемистости на прогнозном периоде. Кривые по CRM и ГДМ близки, и ошибка расчетов не превышает 5-8%.

Интересным представляется сравнение эффектов, полученных по этим трем методам, которое приведено в табл. 1. Так за 36 месяцев отслеживания эффекта ошибка по кривой Арпса составила 204 %, что означает, что дополнительная добыча нефти, рассчитанная по этой кривой, в три раза выше, чем по ГДМ. При этом эффект по кривой Арпса продолжается за периодом 36 месяцев, хотя фактически скин после ОПЗ вернулся на прежние значения и эффект закончился. Это важное замечание, поскольку по модели CRM мы наблюдаем ошибку расчетов не более 7 %.

Таблица 1

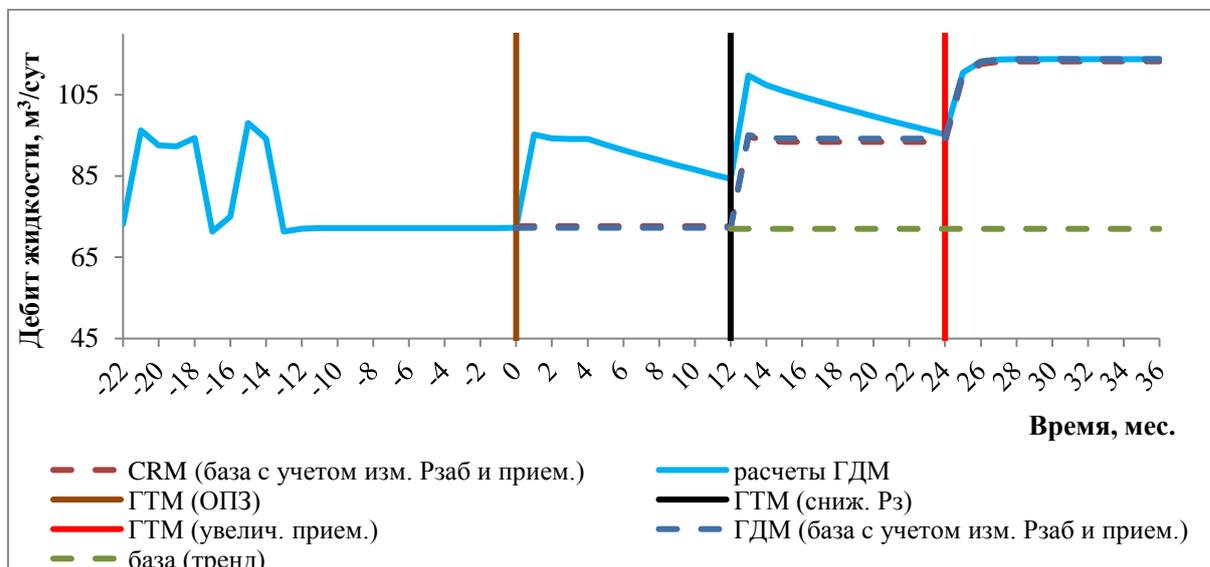
*Сравнение эффектов по ГДМ, CRM и кривой Арпса*

Показатель	По ГДМ	По КП Арпса	По CRM
Дополнительная добыча, м <sup>3</sup>	5497	16711	5853
Ошибка относительно ГДМ, %		204,0	6,5

Таким образом, завышение эффекта по кривой Арпса связано с неучетом влияния на базовый дебит изменения забойного давления и окружающих скважин ППД. Опытный исследователь может возразить авторам, что забойное давления, как правило, держится близким на потенциале и до, и после ГТМ. Однако достаточно много случаев, когда для поддержания эффекта приходится еще больше снижать забойное давление в надежде на продление эффекта.

Конечно, определение эффекта по нефти важно, но, как и было показано ранее, базовая характеристика по нефти зависит от темпа отбора. Поэтому не менее важным является разделение эффекта и по жидкости. Сравнивая динамику фактического и базового дебита жидкости, можно более точно определить окончание эффекта по ОПЗ и предпринять, например, меры по повторению ГТМ.

Для примера на рис. 5 представлена динамика базовых и фактических жидкости дебитов по той же скважине P2, где мы видим, что в конце периода наблюдений (с 24-36 месяцы) истинный эффект от ОПЗ заканчивается, потому что скин-фактор вернулся на значения до ОПЗ.



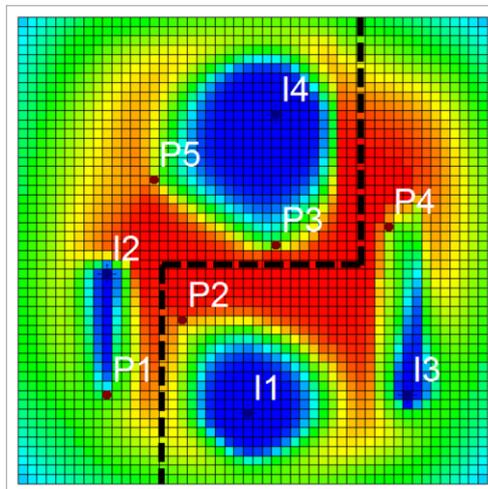
*Рис. 5. Сопоставление прогнозов базового дебита жидкости на основе моделей CRM, Arpsa и ГДМ*

Подобная проблема существует и при расчете эффекта от МУН, когда свое влияние оказывает система ППД. То есть воздействие нагнетательных скважин на реагирующие необходимо оценивать и регулировать. Это же касается и мероприятий по оптимизации приемистости и нестационарному заводнению.

### **Численный эксперимент для оценки отдельного влияния нагнетательных скважин**

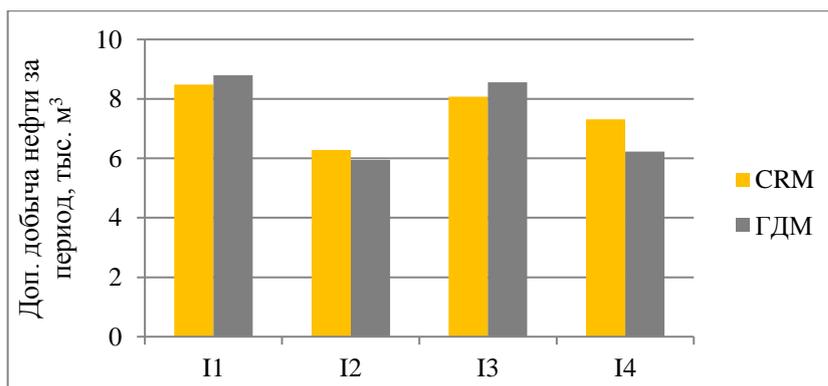
Для исследования корректности оценки вклада каждой нагнетательной скважины в дополнительную добычу нефти был поставлен численный эксперимент на гидродинамическом симуляторе с использованием вышеописанной синтетической модели с добавлением непроницаемых барьеров (Рис. 6) и двух высокопроводящих каналов между скважинами *P1-I2* и *P4-I3*. В определенный момент времени был задан рост приемистости каж-

дой нагнетательной скважин на  $30 \text{ м}^3/\text{сут}$ , имитирующий оптимизацию заводнения.



*Рис. 6. Синтетическая гидродинамическая модель, поле нефтенасыщенности перед проведением оптимизации заводнения (черными пунктирными линиями выделены непроницаемые барьеры)*

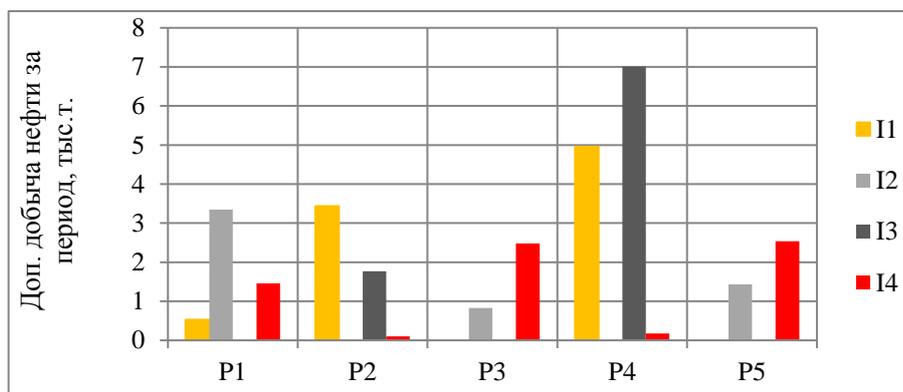
На основе проведенных прогнозов была рассчитана годовая дополнительная добыча нефти после проведения оптимизации заводнения за счет работы каждой нагнетательной скважины (Рис. 7). Результаты, полученные с использованием CRM модели, хорошо согласуются с результатами гидродинамического моделирования.



*Рис. 7. Гистограмма распределения дополнительной добычи нефти за счет изменения режима работы каждой нагнетательной скважины*

Также модель CRM позволяет оценить долю дополнительной добычи от каждой нагнетательной скважины в суммарном дебите добывающей скважине. На гистограмме на рис. 8 представлено разделение эффекта по

добывающим скважинам на основе модели CRM, при этом по ГДМ получены близкие значения, с невязкой не более 3 %.



**Рис. 8. Гистограмма распределения дополнительной добычей нефти за счет работы каждой нагнетательной скважины по CRM модели**

Оценку эффекта от изменения приемистости, ввода и остановки нагнетательных скважин можно проводить как постфактум, так и с целью нахождения оптимальной приемистости скважин на прогнозный период. 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 [5]. Для решения оптимизационной задачи в качестве функционала выступает накопленная добыча нефти за прогнозный период, а прогнозные приемистости являются управляющими параметрами. Решению задачи оптимизации системы заводнения посвящена статья [6].

## Выводы

Вопрос разделения эффекта от сопутствующих мероприятий является на сегодняшний день актуальным, поскольку ошибка определения по традиционным методикам может достигать значительных величин. И что важно, такие ошибки могут привести к неверным выводам, в том числе об экономической эффективности, а в конечном итоге к неуправляемости процесса.

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» [5].

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.

#### Список литературы

1. Arps J.J. Analysis of Decline Curves. SPE-945228-G. 1945. <https://doi.org/10.2118/945228-G>.
2. Holanda R. W. 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. Vol. 11. № 12. Article 3368. DOI: 10.3390/en11123368
3. 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 государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. 2018. Том 4. № 4. С. 148-168. DOI: 10.21684/2411-7978-2018-4-4-148-168
4. Бекман А. Д. Новый метод прогнозирования динамики обводненности скважин с использованием результатов CRMP-моделирования / А.Д. Бекман, Т.А. Поспелова, Д.В. Зеленин // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. 2020. Том 6. № 1 (21). С. 192-207. DOI: 10.21684/2411-7978-2020-6-1-192-207.
5. Поспелова Т.А., Зеленин Д.В., Ручкин А.А., Бекман А.Д. Применение CRM модели для анализа эффективности системы заводнения//Нефтяная провинция.-2020.-№1(21).-С.97-108. DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2020.1.97-108>
6. Поспелова Т.А. Оптимизация системы заводнения на основе модели CRM / Поспелова Т.А., Зеленин Д.В., Жуков М.С., Бекман А.Д., Ручкин А.А. // Научно-технический журнал «Нефтепромышленное дело». 2020. №7. С. 5-10.
7. Степанов С. В., Степанов А. В., Бекман А.Д, Ручкин А.А. ПО Ариадна // Свидетельство о регистрации программы на ЭВМ. № 2019660439. 2019.

## References

1. Arps J.J. Analysis of Decline Curves. SPE-945228-G. 1945. Available at <https://doi.org/10.2118/945228-G>.
2. Holanda R. W. 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. Vol. 11. No. 12. Article 3368. DOI: 10.3390/en11123368.
3. Ruchkin A.A., Stepanov S.V., Knyazev A.V., Stepanov A.V., Korytov A.V., Avsyanko I.N. *Issledovanie osobennostej ochenki vzaimovliyaniya skvazhin na primere modeli CRM*. [Study of aspects of assessment of well interference by example of CRM model]. Newsletter of Tyumen State University. Physico-mathematical modeling. Oil, Gas, Energy. 2018, Vol. 4, No. 4. pp. 148-168. DOI: 10.21684/2411-7978-2018-4-4-148-168. (in Russian).
4. Bekman A.D., Pospelova T.A., Zelenin D.V. *Novyi metod prognozirovaniya dinamiki obvodnennosti skvazhin s ispolzovaniem rezultatov CRMP-modelirovaniya*. [New method to predict water cut schedule based on results of CRMP modeling]. Physico-mathematical modeling. Oil, Gas, Energy. 2020, Vol. 6. No. 1 (21). pp. 192-207. DOI: 10.21684/2411-7978-2020-6-1-192-207. (in Russian).
5. T.A. Pospelova, D.V. Zelenin, A.A. Ruchkin, A.D. Bekman *Primenenie CRM modeli dlya analiza effektivnosti sistemy zavodneniya* [Application of CRM models for analysis of waterflood performance]. *Neftyanaya Provintsiya*, No. 1(21), 2020. pp. 97-108. DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2020.1.97-108> (in Russian)
6. Pospelova T.A., Zelenin D.V., Zhukov M.S., Bekman A.D., Ruchkin A.A. *Optimizaciya sistemy zavodneniya na osnove modeli CRM* [Optimization of waterflooding system based on CRM model]. *Neftpromyslovoye delo*, 2020, No.7. pp. 5-10. (in Russian).
7. Stepanov S.V., Stepanov A.V. Bekman A.D., Ruchkin A.A. Ariadna Software. Certificate of computer program registration No. 2019660439. 2019 (in Russian).

### Сведения об авторах

*Аржиловский Андрей Владимирович*, генеральный директор, ООО «Тюменский нефтяной научный центр»

Россия, 625000, Тюмень, ул. ул. Осипенко, д. 79/1

E-mail: avarzhilovskiy@tnnc.rosneft.ru

*Зеленин Дмитрий Валерьевич*, главный специалист, ООО «Тюменский нефтяной научный центр»

Россия, 625000, Тюмень, ул. ул. Осипенко, д. 79/1

E-mail: dvzelenin@rosneft.ru

*Ручкин Александр Альфредович*, кандидат технических наук, эксперт, ООО «Тюменский нефтяной научный центр»

Россия, 625000, Тюмень, ул. ул. Осипенко, д. 79/1

E-mail: aaruchkin@tnnc.rosneft.ru

*Поспелова Татьяна Анатольевна*, кандидат технических наук, заместитель генерального директора по науке, ООО «Тюменский нефтяной научный центр»

Россия, 625000, Тюмень, ул. ул. Осипенко, д. 79/1

E-mail: tapospelova@tnnc.rosneft.ru

*Бекман Александр Дмитриевич*, кандидат физико-математических наук, главный инженер проекта, ООО «Тюменский нефтяной научный центр»

Россия, 625000, Тюмень, ул. ул. Осипенко, д. 79/1

E-mail: adbekman@tnnc.rosneft.ru

### Authors

*A.V. Arzhilovskiy*, General Director, LLC «Tyumen Petroleum Research Center»

79/1, Osipenko st., Tyumen, 625000, Russian Federation

E-mail: avarzhilovskiy@tnnc.rosneft.ru

*D.V. Zelenin*, Chief Specialist, LLC «Tyumen Petroleum Research Center»

79/1, Osipenko st., Tyumen, 625000, Russian Federation

E-mail: dvzelenin@rosneft.ru

*A.A. Ruchkin*, PhD (Eng.), Expert, LLC «Tyumen Petroleum Research Center»

79/1, Osipenko st., Tyumen, 625000, Russian Federation

E-mail: aaruchkin@tnnc.rosneft.ru

*T.A. Pospelova*, PhD (Eng.), Deputy General Director for Research, LLC «Tyumen Petroleum Research Center»

79/1, Osipenko st., Tyumen, 625000, Russian Federation

E-mail: tapospelova@tnnc.rosneft.ru

*A.D. Bekman*, PhD (Phys.& Math.), Project Manager, LLC «Tyumen Petroleum Research Center»

79/1, Osipenko st., Tyumen, 625000, Russian Federation

E-mail: adbekman@tnnc.rosneft.ru

*Статья поступила в редакцию 17.08.2020;*

*Принята к публикации 23.09.2020;*

*Опубликована 30.09.2020*