

DOI: <https://doi.org/10.25689/NP.2022.4.97-111>

EDN ZYHKUJ

УДК 622.24(571.1)

**Оценка влияния уплотняющего бурения на скважины
базового фонда объекта АВ1(1-2) Самотлорского
месторождения**

Канаев И.С., Савченко И.В., Шкитин А.А.

ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

**Evaluation of infill drilling impact on closely spaced wells
in AV1(1-2) reservoir of the Samotlorskoe field**

I.S. Kanaev, I.V. Savchenko, A.A. Shkitin

LLC «Tyumen Petroleum Research Center», Tyumen, Russia

E-mail: iskanaev@tnnc.rosneft.ru

Аннотация. Для зрелых месторождений актуальным вопросом является поддержание базовой добычи. Это особенно важно в процессе уплотнения сетки скважин, когда уплотняющее бурение или переводы скважин с других объектов приводят не только к увеличению охвата, но и к интерференции зон дренирования действующего фонда скважин. Потери добычи нефти на скважинах базового фонда могут быть значительны, что влияет как на КИН, так на планирование технологических показателей разработки. В настоящей статье представлены результаты расчетов интерференции на объекте АВ1(1 - 2) Самотлорского месторождения, полученные с применением нескольких методик: регрессионной модели, модели CRM и трехмерной гидродинамической модели. В целом все используемые методы расчета показали достаточно высокую сходимость результатов. Прогнозная доля потерь базовой добычи нефти, при расчетах выбранными методиками, составила в среднем 18,4%. Средняя доля потерь добычи нефти базового фонда от добычи уплотняющих скважин составила 30%.

Ключевые слова: *уплотняющее бурение, интерференция скважин, уплотнение сетки, взаимовлияние скважин, потери добычи нефти, гидродинамическая модель, регрессионная модель, CRM*

Для цитирования: Канаев И.С., Савченко И.В., Шкитин А.А. Оценка влияния уплотняющего бурения на скважины базового фонда объекта АВ1(1-2) Самотлорского месторождения//Нефтяная провинция.-2022.-№4(32).-С.97-111. - DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2022.4.97-111>. - EDN ZYHKUJ

Abstract. The base oil production maintaining is the relevant task for brown fields. This is especially important in case of the infill drilling process, due to the fact that infill wells and recompleted wells not only increase conformance factor, but also change distribution of drainage areas. Oil production losses in closely spaced wells might be sufficient, which in turn impact on oil recovery index and the planning of technological development indicators. This article presents the results of interference calculations at the AV1(1-2) object of the Samotlorskoe field, obtained using several methods: regression model, CRM model and reservoir simulation model. In general, all used methods show a fairly high convergence of results. Average percent of base oil production losses are equal to 18,4%. The average share of base oil losses from the production of infill wells is 30%.

Key words: *Infill drilling, well interference, infill well pattern, oil production losses, simulation model, regression model, CRM*

For citation: I.S. Kanaev, I.V. Savchenko, A.A. Shkitin Oczenka vliyaniya uplotyayushchego bureniya na skvazhiny bazovogo fonda obekta AV1(1-2) Samotlorskogo mestorozhdeniya [Evaluation of infill drilling impact on closely spaced wells in AV1(1-2) reservoir of the Samotlorskoe field]. Neftyanaya Provintsiya, No. 4(32), 2022. pp. 97-111. DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2022.4.97-111>. EDN ZYHKUJ (in Russian)

Введение

В период 2015-2018 гг. объект АВ1(1-2) активно разбуривался как с целью уплотнения действующей сетки скважин, так и для разработки запасов краевой части объекта. При уплотнении сетки скважин кроме увеличения охвата изменяется и степень взаимовлияния скважин. Ввиду ограниченности запасов уплотняющее бурение (УБ) будет вовлекать не только запасы из ранее недренируемых зон, но также и часть запасов базового фонда скважин, действовавшего на объекте до начала уплотнения. Иными словами, уплотняющие скважины не только позволяют увеличить извлекаемые запасы объекта, но также интенсифицируют их выработку. Именно из этого факта и возникает необходимость корректного учета влияния скважин уплотнения на базовый фонд (БФ). При игнорировании взаимовлияния скважин возникает переоценка экономической эффективности уплотняющего бурения, так как часть добычи нефти данных скважин была бы добыта базовым фондом. В равной степени не будет учтено и падение добычи базового фонда после проведения уплотнения, что повлияет на дальнейшее планирование добычи.

Целью данного исследования является анализ подходов, применяемых для расчета степени взаимовлияния скважин и дающих возможность более корректного планирования добычи нефти. Объектом исследования является уплотняющее бурение на объекте АВ1(1 2) Самотлорского месторождения. Предмет исследования – влияние уплотняющих скважин на добычу базового фонда.

Объект АВ1(1-2) Самотлорского месторождения сложен песчано-глинисто-алевритовыми породами «рябчиковой» текстуры, обусловленной интенсивной биотурбацией. Коллекторы сформированы в прибрежно-морской, морской и переходной зонах осадконакопления. Основная нефтегазоконденсатная залежь приурочена к куполовидному поднятию, имеет размеры порядка 40×70 км, высота – 163 м. Газовая шапка занимает порядка 28% от площади залежи [1]. В соответствии со свойствами коллекторов и условиями осадконакопления выделено 9 зон.

В западной части выделяются зоны: глинистый рябчик, смешанный рябчик, продельта (запад) и мыхпайская зона, которые относятся к отложениям морского склона и характеризуются низкими ФЕС. В восточной части объекта зоны: авандельта и шельф – обладают более высокими значениями проницаемости и начальных нефтенасыщенных толщин. Средняя проницаемость коллекторов по зонам варьируется от 0,005 до 0,081 мкм².

Для проведения анализа интерференции на объекте АВ1(1-2) был выбран участок в зоне смешанный рябчик, где активно реализовывалось уплотняющее бурение в период с 2016 по 2019 год (Рис. 1).

Реализация уплотняющего бурения позволила повысить суммарную добычу нефти участка, уменьшив плотность сетки скважин с 241,5 тыс.м² на скважину до 170,7 тыс. м² к концу уплотнения (Рис. 2). При уплотнении сетки были произведены переводы скважин под закачку с целью поддержания дебитов жидкости в условиях интенсификации добычи.

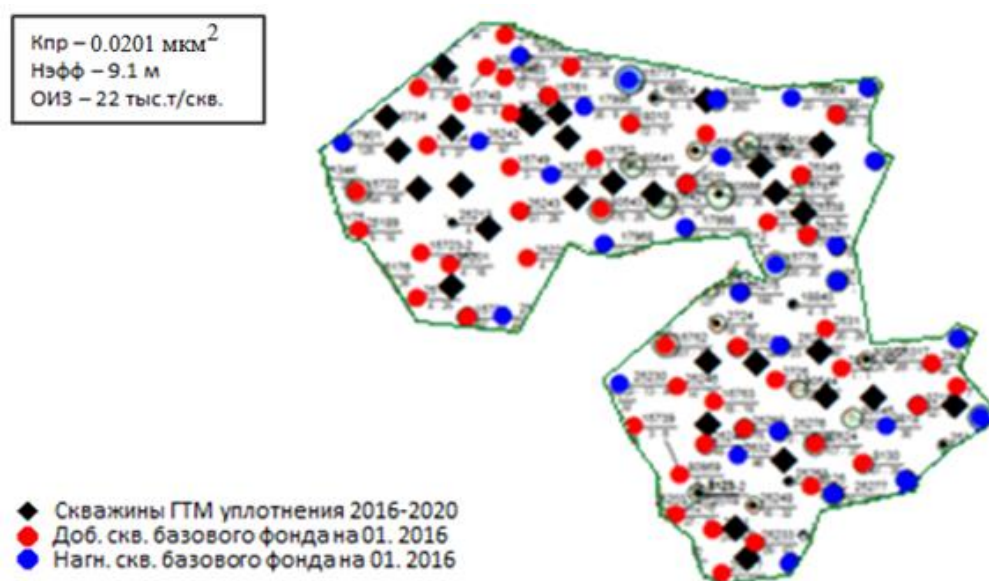


Рис. 1. Выбранный для анализа сектор объекта AB1(1-2)

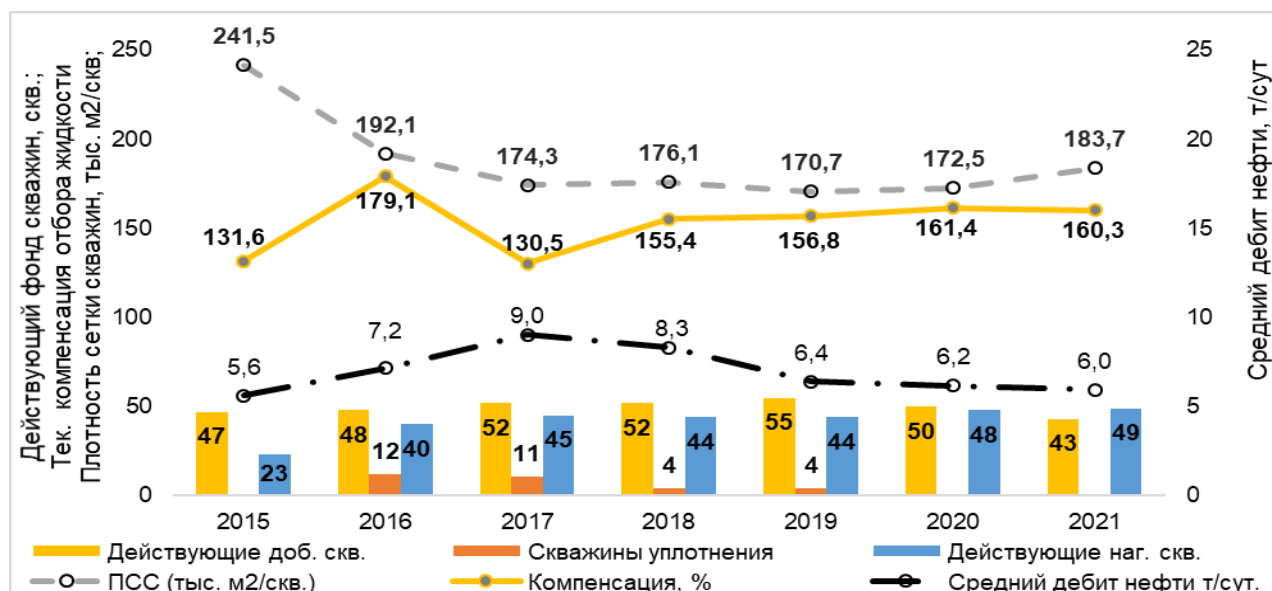


Рис. 2. Изменение технологических параметров работы сектора

Методики расчета

Рассмотрим основные подходы, применяемые при анализе интерференции скважин при реализации уплотняющего бурения. Наиболее полно все используемые методики описаны в статье [2]. В рамках данной статьи были рассмотрены и применены три методики: подход с использованием гидродинамических моделей (ГДМ), регрессионная модель, а также CRM модели.

Использование трехмерных гидродинамических моделей предполагает расчет двух прогнозных вариантов. Первый вариант – прогноз добычи нефти базового фонда без реализации уплотняющего бурения. Второй вариант – прогноз добычи нефти базового фонда после реализации уплотнения сетки скважин. Таким образом, разница в добыче базового фонда между первым и вторым вариантом будет являться потерями базовой добычи за счет влияния уплотняющего бурения. Данный подход применен в работе [3] при исследовании оценки перспектив уплотняющего бурения на объекте АС10-12 Приобского месторождения. В результате расчета на трехмерных гидродинамических моделях доля базовой добычи в добыче нефти уплотняющих скважин составила 40%. Аналогичные результаты при том же подходе были получены и в статье [4] для того же объекта АС10-12 Приобского месторождения.

На основе применения регрессионного анализа промысловых данных добычи и параметров работы скважин сотрудниками ООО «Тюменский нефтяной научный центр» была разработана модель оценки потерь базовой добычи от фактически реализованного уплотняющего бурения (Князев А.В.). При проведении расчета прогнозных параметров добычи данная форма предусматривает: проверку качества входных данных, проведение индивидуальных расчетов по скважинам или групповых расчетов, определение поскважинных извлекаемых запасов нефти, возможность использования темпов падения или характеристики вытеснения для прогноза добычи, возможность корректировки реагирующего фонда, учет потерь базовой добычи за счет выбытия базового фонда и др. При применении регрессионного анализа прогноз осуществляется по двум временным участкам: первый участок – фактические данные добычи базового фонда до уплотнения сетки, а второй – после начала уплотнения и до последней даты фактической добычи. Прогноз добычи, сформированный на первом участке, отображает предполагаемое поведение базовой добычи при условии отсут-

ствия уплотнения сетки скважин. Второй - прогноз базовой добычи с учетом реализованной программы уплотнения сетки скважин. Разница между двумя прогнозами – потери базовой добычи от реализации уплотнения.

Аббревиатура CRM (Capacitance Resistive Model) отражает известную аналогию между гидродинамическими законами фильтрации в пласте и законами электрического тока [5]. Модель CRM представляет собой аналитическую формулу – решение нульмерного (по пространственным координатам) дифференциального уравнения материального баланса [2]. Исходными данными для таких моделей являются либо месячные (МЭР), либо суточные показатели добычи и закачки по скважинам, а также замеры забойных давлений [6]. Для практического применения моделей CRM при решении задач разработки месторождений сотрудниками ООО «ТННЦ» было разработано программное обеспечение «Ариадна» [5]. В данной статье выполнен расчет интерференции с применением ПО «Ариадна» по данным участка пласта АВ1(1-2) Самотлорского месторождения.

Результаты расчетов моделей

Для расчета интерференции на выбранном секторе объекта АВ1(1-2) были проведены расчеты на трех моделях: трехмерной гидродинамической модели, модели CRM и регрессионной модели. С использованием моделей были рассчитаны два варианта прогнозов базовой добычи: первый – прогноз добычи нефти базового фонда с даты начала уплотнения (05.2016) до конца периода анализа (05.2031), второй – это факт базовой добычи с начала уплотнения (05.2016) по 12.2020 и прогноз добычи базового фонда с учетом реализованного уплотняющего бурения с 01.2021 по 05.2031. А также прогноз добычи уплотняющего бурения с 01.2021 по 05.3031.

Коэффициент потерь добычи нефти базового фонда в результате уплотнения сетки скважин был рассчитан по следующей формуле:

$$K_{\text{пот.}}(t) = \frac{Q_{\text{н_БС1}}(t) - Q_{\text{н_БС2}}(t)}{Q_{\text{н_БС1}}(t)} \quad (1)$$

где $Q_{\text{н_БС1}}(t)$ - это накопленная добыча нефти первого варианта в момент времени t , $Q_{\text{н_БС2}}(t)$ - это накопленная добыча нефти второго варианта прогноза в момент времени t .

Однако при анализе эффективности планируемого уплотняющего бурения важно понимать, какую долю в добыче новых скважин занимают потери базовой добычи нефти. Иными словами, определить истинный прирост добычи нефти от реализации бурения или переводов скважин. Для количественного определения интерференции добычи нефти по результатам исследования данного вопроса в рабочей группе компании была предложена следующая формула интегрального коэффициента интерференции $I_{\text{уб}}$:

$$I_{\text{уб}}(t) = \frac{Q_{\text{н_БС1}}(t) - Q_{\text{н_БС2}}(t)}{Q_{\text{н_УБ}}(t)} \quad (2)$$

где $Q_{\text{н_УБ}}(t)$ - это накопленная добыча нефти уплотняющего бурения в момент времени t .

Результаты расчета двух вариантов прогноза с использованием ГДМ приведены на рис. 3. Доля потерь базовой добычи нефти в результате уплотнения при расчете на трехмерной гидродинамической модели равна 19,5%. Прогнозное значение коэффициента интерференции (коэффициента потерь базового фонда относительно добычи УБ) равняется 33,0%

Расчет интерференции для скважин выбранного сектора (Рис. 1) был выполнен с помощью программы «Ариадна» [10], основанной на применении CRM моделей. В данном программном обеспечении была выполнена адаптация параметров модели, рассчитаны коэффициенты взаимовлияния нагнетательных и добывающих скважин. Аналогично расчету на ГДМ при использовании моделей CRM были рассчитаны два сценария добычи скважин сектора. Схемы коэффициентов взаимовлияния добывающих-нагнетательных скважин для вариантов без реализации УБ и при его ре-

лизации представлены на рис. 4. При использовании данного подхода в первую очередь происходит процесс адаптации по дебиту жидкости, при этом общее отклонение для варианта без уплотнения составило 9%, а для варианта с уплотнением 8,2%. В дальнейшем происходит настройка модели обводненности: для варианта без уплотнения средняя относительная невязка обводненности равна 9,6%, а для варианта с уплотнением – 8,1%.

Результаты расчетов двух вариантов прогноза базовой добычи на CRM модели представлены на рис. 5. Прогнозная доля потерь базовой добычи составила 16,9%. Расчетный коэффициент интерференции за 15 лет с начала уплотнения составил 27,6%.

Регрессионная модель расчета интерференции также была применена для оценки влияния уплотняющего бурения на базовую добычу выбранного сектора. Прогноз добычи осуществлялся по темпу падения дебита нефти, определенному в результате проведения регрессионного анализа промысловых данных добычи. Дебит жидкости был задан постоянным на весь период анализа. Темп падения для варианта без уплотнения был получен на основе данных за период 15 месяцев до начала бурения. Темп падения дебита нефти после уплотнения был определен по данным последних двух лет. Аналогично был рассчитан темп падения для прогноза добычи уплотняющих скважин (Рис. 6).

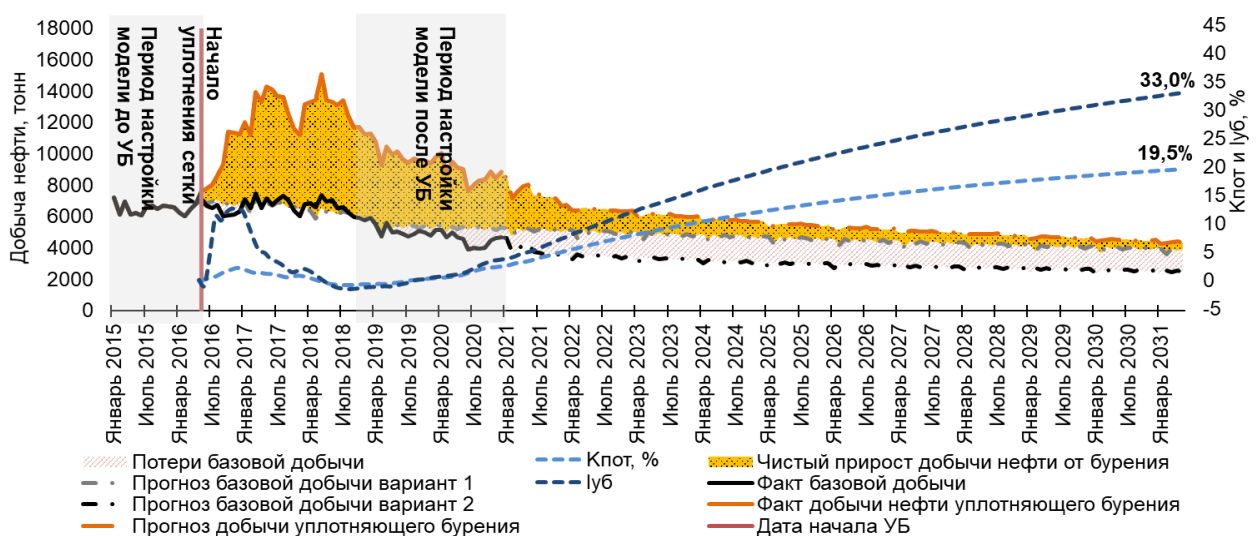


Рис. 3. Прогноз базовой добычи нефти двух вариантов на ГДМ



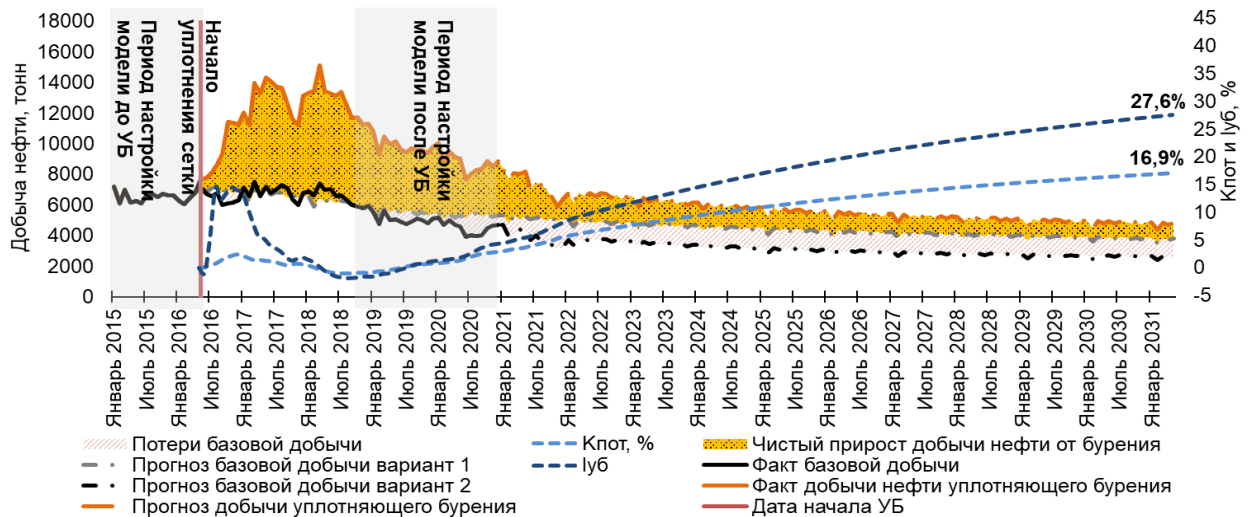


Рис. 5. Прогноз базовой добычи нефти CRM моделей двух вариантов

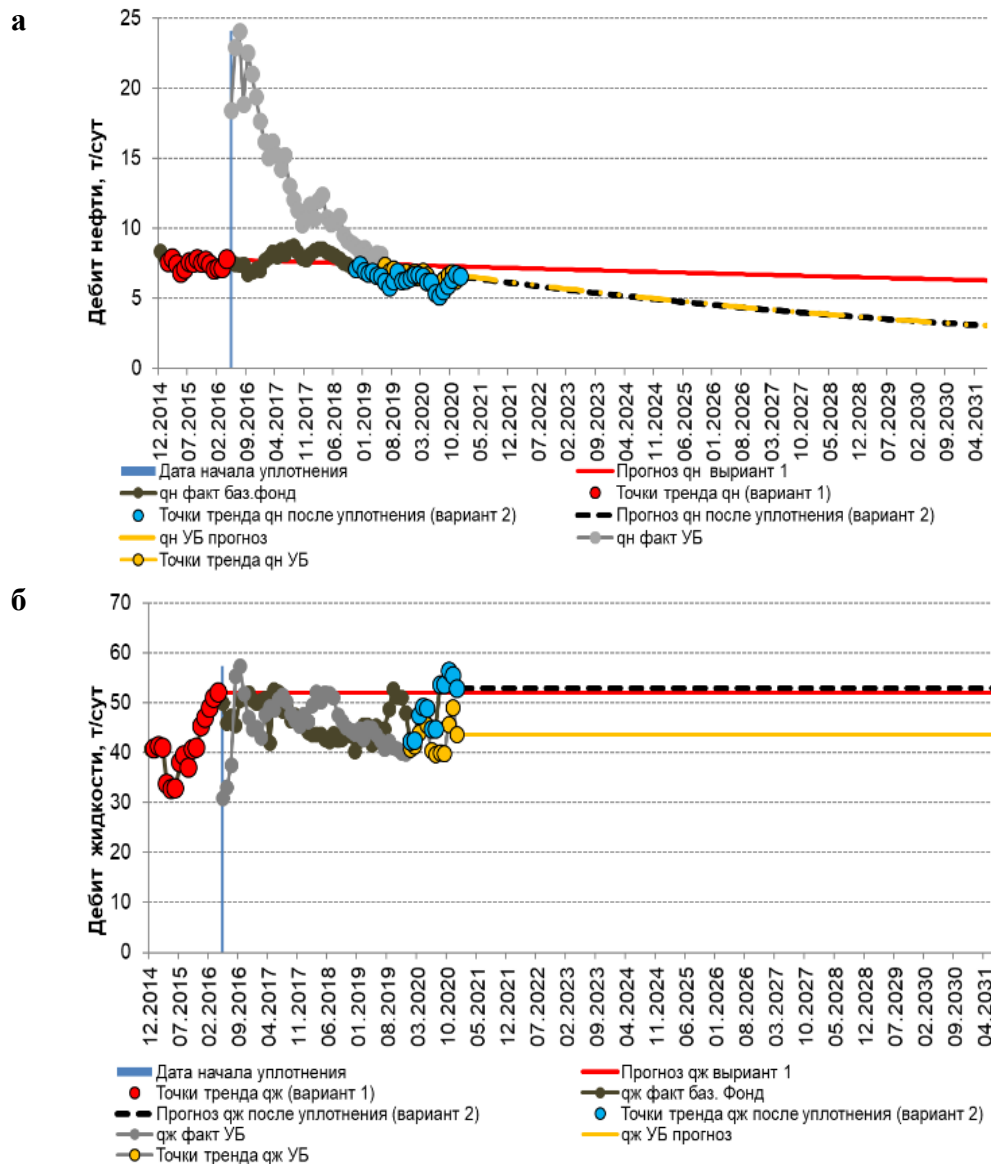


Рис. 6. Настройка прогнозов дебитов для вариантов без уплотнения и с уплотнением сетки скважин, а также для уплотняющего бурения: а – нефти, б – жидкости

Результаты расчетов двух вариантов прогноза базовой добычи на регрессионной модели представлены на рис. 7. Прогнозная доля потерь базовой добычи за 15 лет составила 18,8%. Расчетный коэффициент интерференции составил 29,5%.

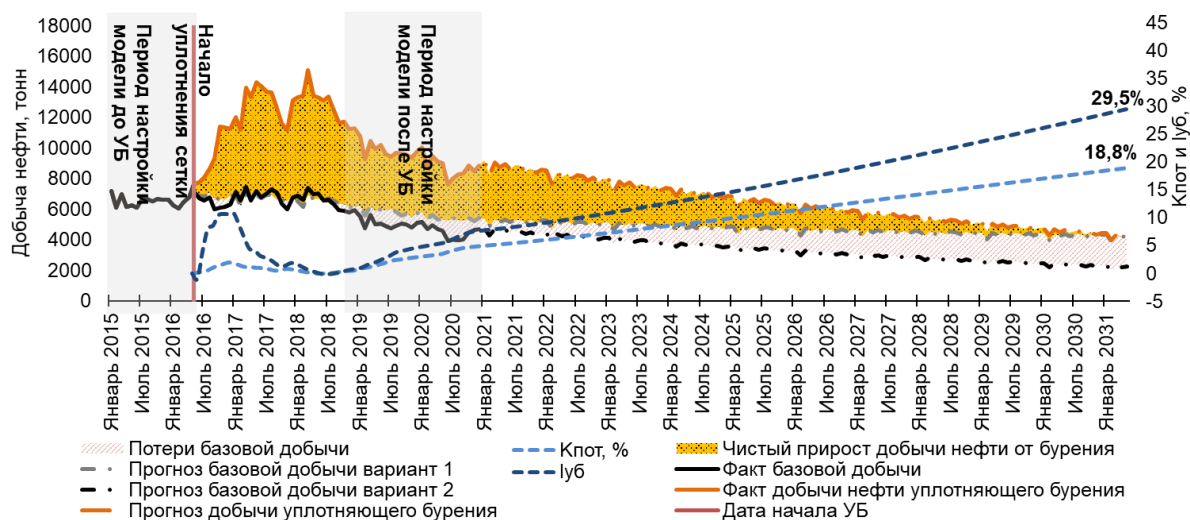


Рис. 7. Прогноз базовой добычи нефти регрессионной модели двух вариантов

Сравнение результатов

Сравнение прогнозной добычи нефти базового фонда без уплотнения сетки (вариант 1) для рассмотренных методик расчета отображено на рис. 8. В целом прогноз варианта 1 для всех методик достаточно близок. Стоит отметить, что максимальная динамика добычи нефти для варианта без уплотнения сетки получена при использовании регрессионной модели. Однако отличие накопленной добычи между максимальным вариантом и минимальным CRM -5%, а для ГДМ это отклонение составило -3%. Прогноз моделей после реализации уплотнения (вариант 2) также схож для трех методов. Наибольшая накопленная добыча нефти прогнозируется при использовании регрессионной модели, отклонение от максимального варианта для CRM -3%, а для ГДМ -4%.

На рис. 9 приведены результаты прогноза добычи нефти для уплотняющих скважин. В целом модели показывают близкие результаты, однако при этом прогноз статистической модели является наибольшим. Отклоне-

ние накопленной добычи нефти от максимальных значений для CRM -9%, для ГДМ отклонение -10%.

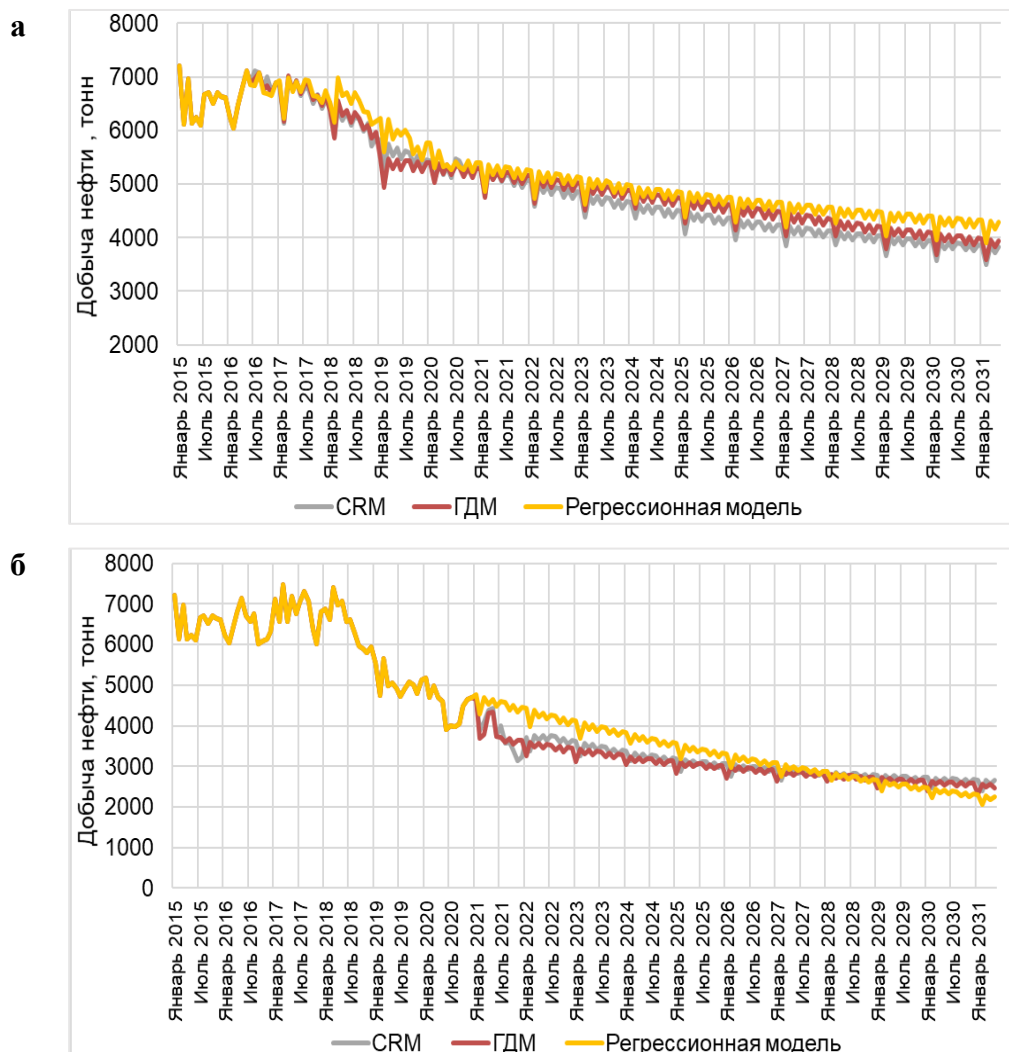


Рис. 8. Сравнение прогнозов базовой добычи нефти: а – вариант 1, б – вариант 2

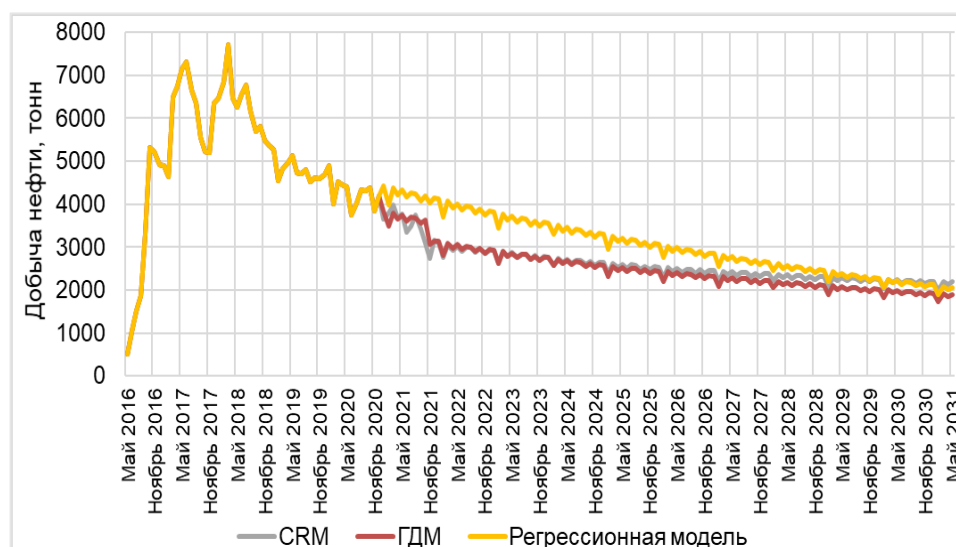


Рис. 9. Сравнение прогнозов добычи нефти уплотняющих скважин

В результате расчетов с помощью выбранных методик средняя доля потерь базовой добычи в результате уплотнения сетки скважин равняется 18,4%, изменяясь в пределах 16,9-19,5%.

Итоговые результаты расчета коэффициента интерференции $I_{уб}$ для применяемых моделей показывают достаточно близкие результаты. Размах показателя $I_{уб}$ для прогноза на 15 лет составляет 27,5-32,9%. При этом наиболее близкий результат получен для статистической модели и CRM.

Заключение

Стоит подчеркнуть преимущества и недостатки каждой из моделей. Регрессионная модель является наиболее простой и наименее требовательной к настройке моделью, однако важным ее недостатком является возможность применения лишь для фактически пробуренных уплотняющих скважин. В целом регрессионная модель является отличным оперативным инструментом для анализа интерференции. Гидродинамические модели лишены указанного недостатка, но, тем не менее из всех рассмотренных в статье моделей они являются наиболее трудоемкими, так как требуют не только адаптации, но также наличия данных геологической модели. Получение прогноза на модели CRM занимает значительно меньше времени, чем при использовании ГДМ, при этом также производится адаптация модели. Модель CRM основана на модели материального баланса, что делает ее прогноз более физически обоснованным, чем прогноз регрессионной модели. Однако для адаптации CRM моделей требуется выбрать стабильный период работы, в котором не происходило событий, качественно меняющих характер взаимодействия скважин (Геолого-технические мероприятия, переводы под закачку и т.д.).

В заключении необходимо отметить, что применение рассмотренных подходов к оценке влияния уплотняющего бурения на базовую добычу позволяет в дальнейшем более точно оценивать экономическую эффективность реализации проектов уплотнения сетки скважин. Необходимо отме-

титель, что все три подхода к расчету интерференции дают достаточно высокую сходимость результатов. По данным расчетов прогнозная доля потерь добычи нефти базового фонда за 15 лет с начала уплотнения сетки составит от 16,9% до 19,5%. А прогнозный коэффициент интерференция на выбранном участке объекта АВ1(1-2) после уплотнения сетки скважин составит от 27,5% до 32,9%, среднеарифметическая оценка 30%.

Список литературы

1. Эволюция проектных решений по разработке краевых зон пласта АВ11-2 “Рябчик” Самотлорского месторождения/ Д.С. Смирнов, И.В. Савченко, А.В. Дрейман, И.А. Лиходед, Д.Ю. Писарев// Нефтепромысловое дело. 2019. №7. С.5-12.
2. 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 государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. 2018. Т.4. №3. С.146-164.
3. Черевенко М.А., Янин А.Н., Янин К.Е. Оценка перспектив избирательного уплотнения сетки скважин на Южной лицензионной территории Приобского месторождения// Бурение & нефть. 2014. №6. С.24-29.
4. Уплотняющее бурение на приобском нефтяном месторождении, ретроспективный анализ и перспективы дальнейшего использования/ Д.С. Мицукова, А.А. Гильмиянова, Ф.Т. Эюбов, И.И. Родионова, Е.Л. Егоров, М.М. Кулушев, А.А. Мироненко, Р.А. Озроков // Нефтегазовое дело. 2022. Т.20, №3. С.17-37
5. Сопровождение разработки нефтяных месторождений с использованием моделей CRM: монография/ С.В. Степанов, А.Д. Бекман, А.А. Ручкин, Т.А. Пospelова. – Тюмень: ИПЦ «Экспресс», 2021. – 300 с.
6. Бекман А.Д. Методические указания по использованию модели CRM как вспомогательного инструмента для анализа разработки/ А.Д. Бекман. – Тюмень: [б. и.], 2020. – 54 с.

References

1. Evolyutsiya proektnykh resheniy po razrabotke kraevikh zon plasta AV1(1-2) «Ryabchik» Samotlorskogo mestorozhdeniya/ D.C. Smirnov, I.V. Savchenko, A.V. Dreiman, I.A. Likhoded, D.Yu. Pisarev//Neftepromyslovoye delo. 2019. №7. pp.5-12.
2. Problematika otsenki vzaimovliyaniya dobyvayushchikh i nagnetatelnnykh skvazhin na osnove matematicheskogo modelirovaniya/ S.V. Stepanov, S.V. Sokolov, A.A. Ruchkin, A.V. Stepanov, A.V. Knyazev, A.V. Korytov// Vestnik Tyumenskogo gosudarstvennogo universiteta. Fiziko-matematicheskoye modelirovaniye. Neft. gaz. energetika. 2018. T.4. №3. pp.146-164.
3. M.A. Cherevenko, A.N. Yanin, K.E. Yanin Otsenka perspektiv izbiratel'nogo uplotneniya setki skvazhin na Yuzhnoy litsenzionnoy territorii Priobskogo mestorozhdeniya// Burenije & neft. 2014. №6. pp.24-29.
4. Uplotnyayushcheye bureniye na priobskom neftyanom mestorozhdenii. retrospektivnyy analiz i perspektivy dalneyshego ispolzovaniya/ D.S. Mitsukova, A.A. Gilmianova,

- F.T. Eyubov, I.I. Rodionova, E.L. Egorov, M.M. Kulushev, A.A. Mironenko, R.A. Ozrokov // Neftegazovoye delo. 2022. T.20. №3. pp.17-37
5. Soprovozhdeniye razrabotki neftyanykh mestorozhdeniy s ispolzovaniyem modeley CRM: monografiya/ S.V. Stepanov, A.D. Bekman, A.A. Ruchkin, T.A. Pospelova. – Tyumen: IPTs «Ekspress». 2021. – 300 pp.
6. Bekman A.D. Metodicheskiye ukazaniya po ispolzovaniyu modeli CRM kak vspomogatel'nogo instrumenta dlya analiza razrabotki/ A.D. Bekman. – Tyumen: [b. i.]. 2020. – 54 pp.

Сведения об авторах

Канаев Илья Сергеевич, главный специалист, ООО «Тюменский нефтяной научный центр»

Россия, 625002, Тюмень, ул. Осипенко, 79/1

E-mail: iskanaev@tnnc.rosneft.ru

Савченко Инна Валерьевна, заместитель начальника управления, ООО «Тюменский нефтяной научный центр»

Россия, 625002, Тюмень, ул. Осипенко, 79/1

E-mail: ivsavchenko@tnnc.rosneft.ru

Шкитин Антон Алексеевич, начальник управления, ООО «Тюменский нефтяной научный центр»

Россия, 625002, Тюмень, ул. Осипенко, 79/1

E-mail: aashkitin@tnnc.rosneft.ru

Authors

I.S. Kanaev, Chief Specialist, Tyumen Petroleum Research Center LLC

79/1, Osipenko st., Tyumen, 625002, Russian Federation

E-mail: iskanaev@tnnc.rosneft.ru

I.V. Savchenko, Deputy Head of department, Tyumen Petroleum Research Center LLC

79/1, Osipenko st., Tyumen, 625002, Russian Federation

E-mail: ivsavchenko@tnnc.rosneft.ru

A.A. Shkitin, Head of department, Tyumen Petroleum Research Center LLC

79/1, Osipenko st., Tyumen, 625002, Russian Federation

E-mail: aashkitin@tnnc.rosneft.ru

Статья поступила в редакцию 27.10.2022

Принята к публикации 19.12.2022

Опубликована 30.12.2022