

DOI: <https://doi.org/10.25689/NP.2023.1.46-57>

EDN SPWIJE

УДК 622.276.1/4(571.1)

**Оценка эффективности реализованных мероприятий  
на примере месторождения Уватского проекта  
по результатам ретроспективных расчётов**

*Колесников С.В., Ивлев М.И.*

*ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия*

**Evaluating efficiency of production enhancement operations  
implemented in Uvat project field based on historical simulation**

*S.V. Kolesnikov, M.I. Ivlev*

*LLC «Tyumen Petroleum Research Center», Tyumen, Russia*

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

**Аннотация.** Принятие проектных решений при разработке нефтегазовых месторождений сопряжено в силу их недоступности для непосредственного изучения с нехваткой данных о свойствах пластовой среды и о процессах в ней протекающих. В процессе разработки имеющаяся информация о месторождении дополняется и уточняется, вместе с тем на промысле могут быть внедрены ранее неиспользуемые технологии. В новых условиях ранее принятые проектные решения могут оказаться неоптимальными, а их тиражирование – нецелесообразным.

Целью работы является изучение метода ретроспективного прогнозирования как метода оценки эффективности уже реализованных в рамках разработки месторождения мероприятий. Объектом ретроспективного прогнозирования выбрана площадь одного из месторождений Уватского проекта. Авторами выполнены ретроспективные расчёты для решения задач по оценке эффективности системы разработки, оценке оптимальности периода отработки нагнетательных скважин на нефть в зоне уплотняющего бурения, оценке интерференции от уплотняющего бурения. По результатам проведённых расчётов сделан вывод о целесообразности применения метода ретроспективного прогнозирования в задачах оценки эффективности реализованных мероприятий.

**Ключевые слова:** гидродинамическое моделирование, ретроспективный прогноз, оценка эффективности ГТМ, система разработки, уплотняющее бурение, ГДМ, прогноз

**Для цитирования:** Колесников С.В., Ивлев М.И. Оценка эффективности реализованных мероприятий на примере месторождения Уватского проекта по результатам ретроспективных расчётов// Нефтяная провинция.-2023.-№1(33).-С.46-57. - DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2023.1.46-57>. - EDN SPWIJE

**Abstract** Making design decisions during oil and gas field development is associated with lack of data on reservoir properties and various processes occurring in the reservoir. During field development, the available data is updated and supplemented, as well as never-before-used technologies can be applied in the field. Under new conditions, the previously made decisions can appear unsuitable and impractical.

The paper is aimed at studying historical forecasting as a method of evaluating efficiency of production enhancement operations implemented as part of field development program. The object of historical forecasting is an area in one of the fields under the Uvat project. Historical simulation has been done to evaluate field development strategy efficiency, optimality of oil production period from injection wells in the infill drilling area, well interference due to infill drilling. Based on the results of simulation it has been concluded that application of historical forecasting method to evaluate the efficiency of implemented activities is a good practice.

**Keywords:** *reservoir simulation, historical forecasting, evaluating efficiency of production enhancement operations, field development strategy, infill drilling, reservoir simulation, forecast*

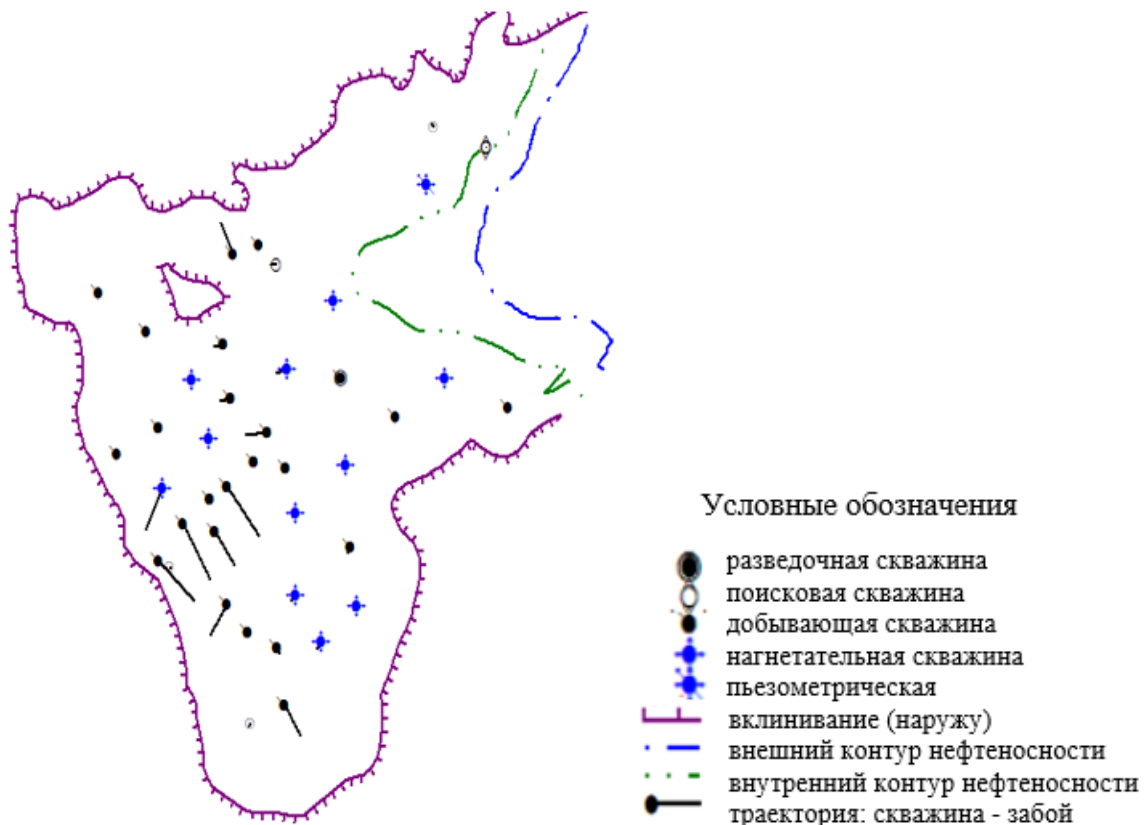
**For citation:** S.V. Kolesnikov, M.I. Ivlev Otsenka effektivnosti realizovannykh meropriyatiy na primere mestorozhdeniya Uvatskogo proyekta po rezul'tatam retrospektivnykh raschotov [Evaluating efficiency of production enhancement operations implemented in Uvat project field based on historical simulation]. Neftyanaya Provintsiya, No. 1(33), 2023. pp. 46-57. DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2023.1.46-57>. EDN SPWIJE (in Russian)

## Введение

Работа с нефтегазовым месторождением – лежащей глубоко под землёй и недоступной глазу системой – подразумевает, что количество доступной информации об этой системе ограничено. При этом на всех этапах работы с месторождением принимаются проектные решения, соответствующие текущему представлению о геологическом строении и уровню развития технологий. В процессе разработки массив накопленных данных о

пластовой системе растёт, применяемые технологии совершенствуются, и часть ранее принятых решений по разработке месторождения в новых условиях может оказаться неоптимальной. В этом случае использовать результаты по месторождению для тиражирования принятых проектных решений представляется нецелесообразным. В связи с этим оценка эффективности реализованных мероприятий является важной задачей, которую можно решить с использованием метода ретроспективного прогнозирования. Ретроспективный прогноз — имитационный эксперимент, позволяющий прогнозировать данные уже прошедшего периода и сопоставлять полученные значения переменных имитационной модели с фактическими данными.

Объектом ретроспективного прогнозирования выбрана площадь одного из месторождений Уватского проекта. С 2019 года на площади активно реализуется программа уплотняющего бурения, а также разбуриваются ранее недренируемые зоны залежи (Рис. 1).



*Рис. 1. Текущая схема расстановки скважин*

### **Краткая информация по месторождению**

Площадь месторождения представляет собой пластово-сводовую, литологически и тектонически экранированную однопластовую залежь с терригенным коллектором. Промышленная разработка месторождения стартовала в 2009 году. Бурение основного фонда скважин закончено в 2013 году.

Площадь разбуривалась по треугольной очагово-избирательной системе разработки наклонно-направленными скважинами с расстоянием между скважинами 600 м. Текущая система разработки на неразбуренных участках представляет собой рядную систему горизонтальных добывающих и наклонно-направленных нагнетательных скважин с расстоянием между скважинами 600 м и длиной горизонтального ствола 800-1000 м. Данная система разработки описана в работе [1].

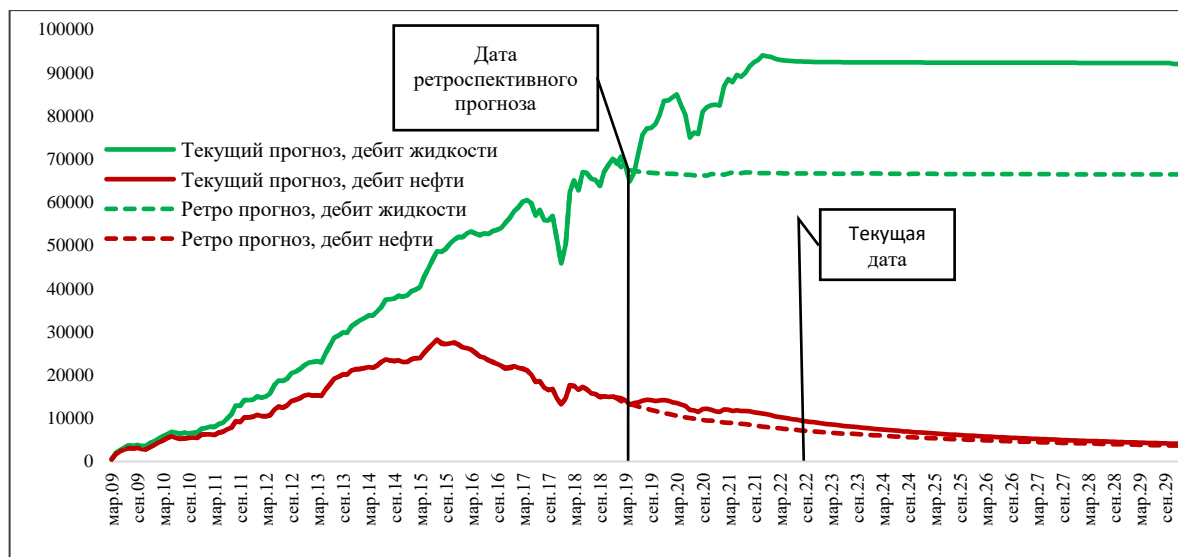
### **Ретроспективные расчёты**

Ретроспективные расчёты выполнены для решения следующих задач по оценке эффективности реализованных мероприятий на площади месторождения:

- оценка эффективности системы разработки;
- оценка оптимальности периода отработки нагнетательных скважин на нефть в зоне уплотняющего бурения;
- оценка интерференции от уплотняющего бурения.

Принципиальная схема ретроспективного прогноза приведена на рис. 2.

Все расчёты выполняются на гидродинамической модели (ГДМ) с качественной адаптацией на историю разработки [3]. Критерии качества установлены регламентом Центральной Комиссии по Разработке [2].

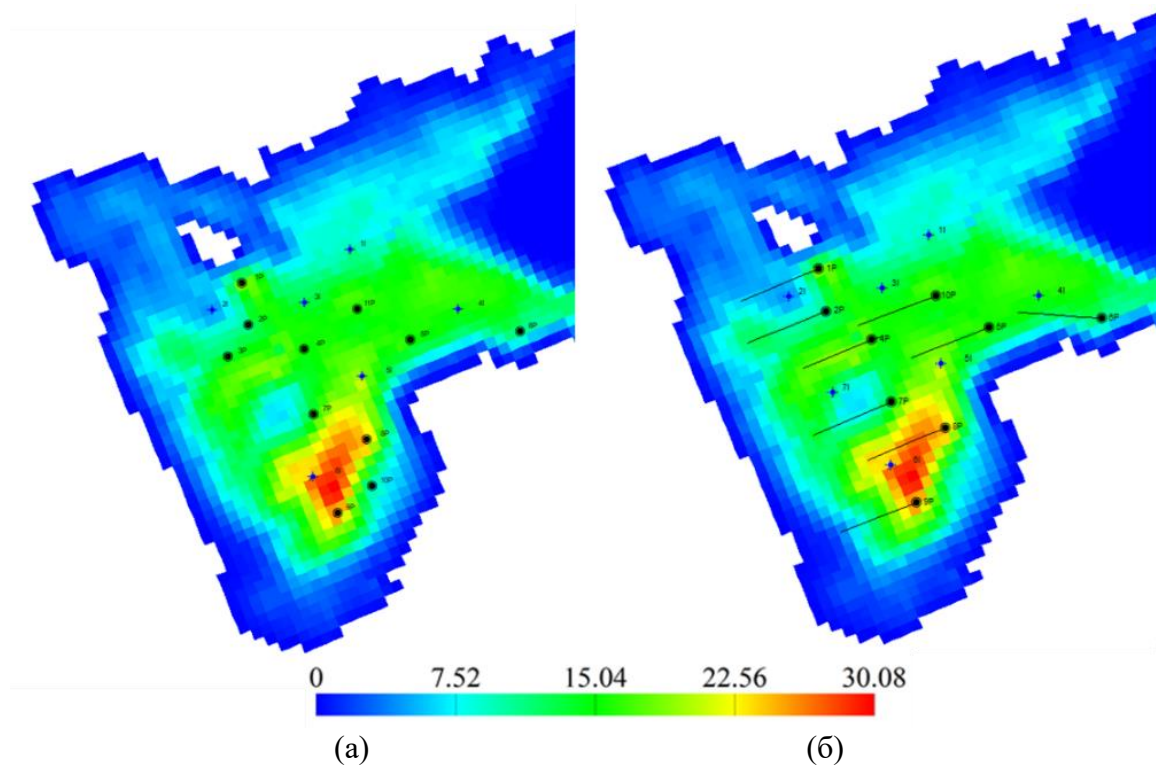


**Рис. 2. Принципиальная схема ретроспективного прогноза и прогноза с последней исторической даты (текущего прогноза)**

### Эффективность системы разработки

Для решения текущей задачи проводятся два расчёта:

1. Базовый вариант. Моделируется основной фонд скважин месторождения, включающий в себя 17 наклонно-направленных скважин (ННС). Разбуривание основного фонда завершилось в апреле 2013 года. Ретро-прогноз в этом случае включает в себя временной промежуток в десять лет с даты окончания разбуривания по апрель 2023 года. Модель настроена на последнюю историческую дату – октябрь 2022 года. По исходной системе разработки пробурено 17 скважин, из которых десять добывающих и семь нагнетательных (Рис. 3а).
2. Альтернативный вариант, разбуривание залежи сетью добывающих горизонтальных скважин с многостадийным гидроразрывом пласта (далее МГРП) и наклонно-направленными нагнетательными (Рис. 3б). Подобная система разработки в настоящий момент принята для разбуриваемых участков залежи и анализируется с целью сравнения её показателей эксплуатации с показателями исходной системы при одних и тех же исходных данных.

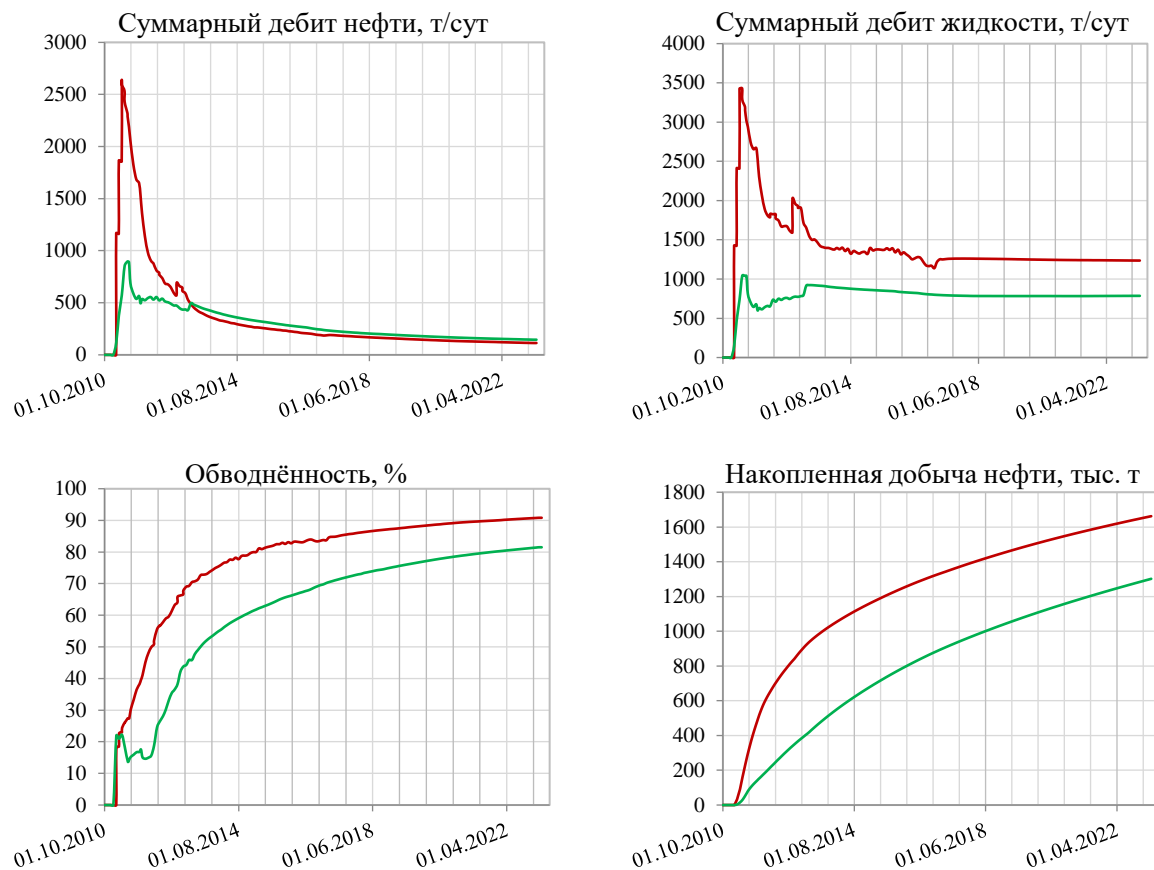


**Рис. 3. Система расстановки скважин на карте начальных нефтенасыщенных толщин: Базовый вариант (а); Альтернативный вариант (б)**

В данном варианте реально пробуренные наклонно-направленные добывающие скважины заменяются горизонтальными скважинами с длиной ствола 800 метров. Конструкция нагнетательных скважин остаётся без изменений. Добавляется нагнетательная скважина «7I», чтобы обеспечить более широкий охват пласта заводнением в зонах «носка» стволов скважин «3P», «4P», «7P».

Оценка эффективности системы разработки осуществляется со следующими контрольными параметрами: на добывающих скважинах в базовом варианте – дебит жидкости на историческом периоде и забойное давление на прогнозном. Для альтернативного варианта – забойное давление. Ограничения по нагнетательным скважинам – забойное давление и приемистость. Параметры контроля скважин альтернативной системы разработки устанавливаются на уровне средних значений соответствующих параметров для уже пробуренных в той же зоне залежи скважин того же типа.

Результаты ретропрогноза представлены на рис. 4.



**Рис. 4. Результаты моделирования: Базовый вариант (зелёная линия);  
Альтернативный вариант (красная линия)**

Дополнительная добыча нефти за 12 лет альтернативного варианта составила 360 тыс. т. Эффективность горизонтальных скважин обусловлена большей площадью фильтрационной зоны в области контакта с продуктивным пластом. При этом увеличение коэффициента охвата приводит к ускоренному обводнению добывающих скважин за счёт наличия в пласте высокопроницаемых каналов. Результаты расчетов подтверждают эффективность бурения горизонтальных скважин.

### **Оценка оптимальности периода отработки нагнетательных скважин на нефть в зоне уплотняющего бурения**

Проектное время отработки нагнетательных скважин на нефть на рассматриваемой площади составляет 3 месяца. Однако при реализации

программы уплотняющего бурения фактическое время отработки варьировалось от 4 до 12 месяцев. Увеличение времени отработки было связано с высокими остановочными дебитами нефти. Для оценки эффективности сформированной системы ППД рассмотрим альтернативный вариант с отработкой на нефть длительностью три месяца.

В данной задаче рассматриваются следующие варианты:

1. Вариант базовый – текущие режимы работы скважин.
2. Вариант альтернативный – начальной датой прогноза будет момент первого перевода добывающей скважины в ППД. Далее запуски добывающих скважин соответствуют истории, но отработка на нефть составит не более трех месяцев.
3. Вариант работы залежи на истощение – является в данном случае дополнительным и нужен, чтобы показать эффективность работы ППД и её необходимость для данной залежи.

Основными предпосылками и контрольными параметрами являются:

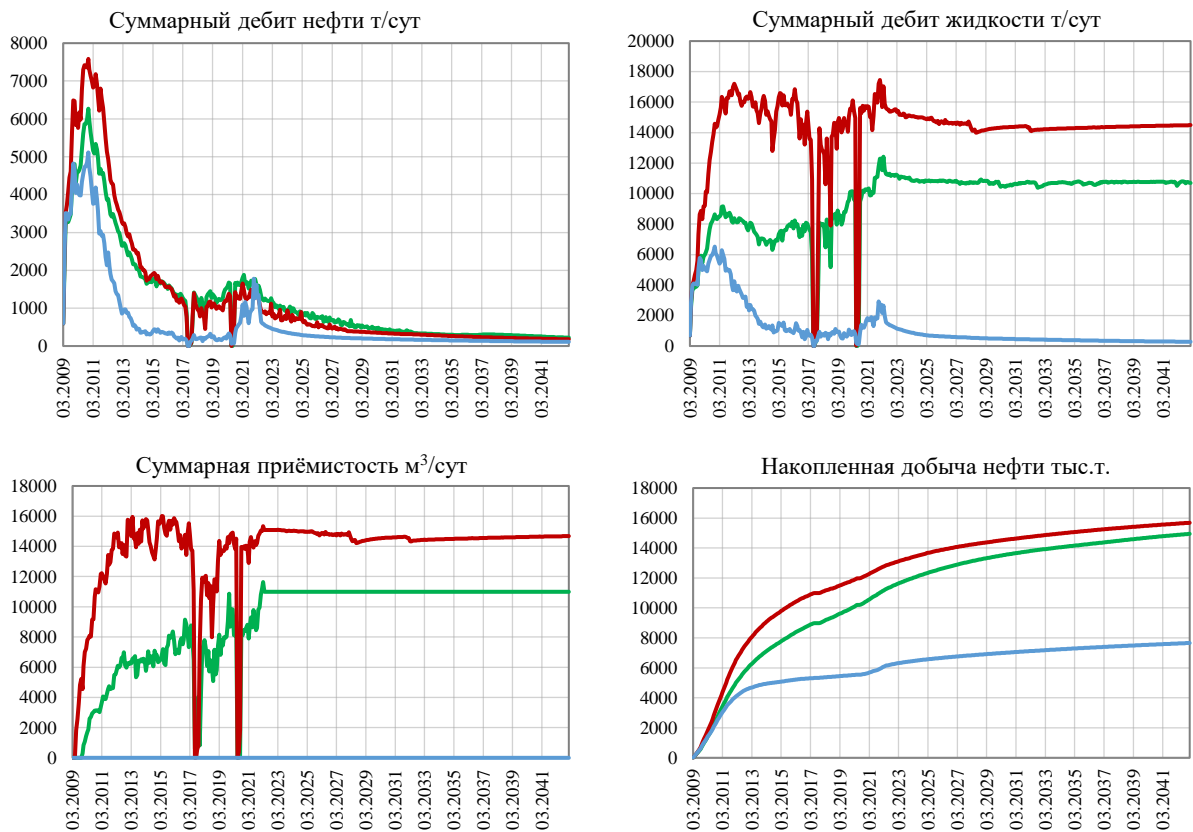
- на добывающих скважинах - фактическое забойное давление с момента проведения ГТМ по настоящее время (последний шаг адаптации ГДМ);
- на нагнетательных скважинах – фактические забойные давления и приемистость. Ограничение по приемистости необходимо для сохранения энергетического состояния.

Основным параметром в данный период прогноза является фактическое время работы (коэффициент эксплуатации) с учётом остановок и запусков скважин окружения.

Результаты расчётов (Рис. 5) показывают, что фактическая система поддержания пластового давления, для которой срок отработки на нефть составляет 4-12 месяцев, показывает меньшую эффективность в первые пять лет и затем выравнивается с альтернативным вариантом. Таким образом, проектное решение оказалось эффективнее фактически реализованного, а увеличение сроков отработки добывающих скважин необходимо



обосновывать в зависимости от энергетического состояния по окружающим скважинам.

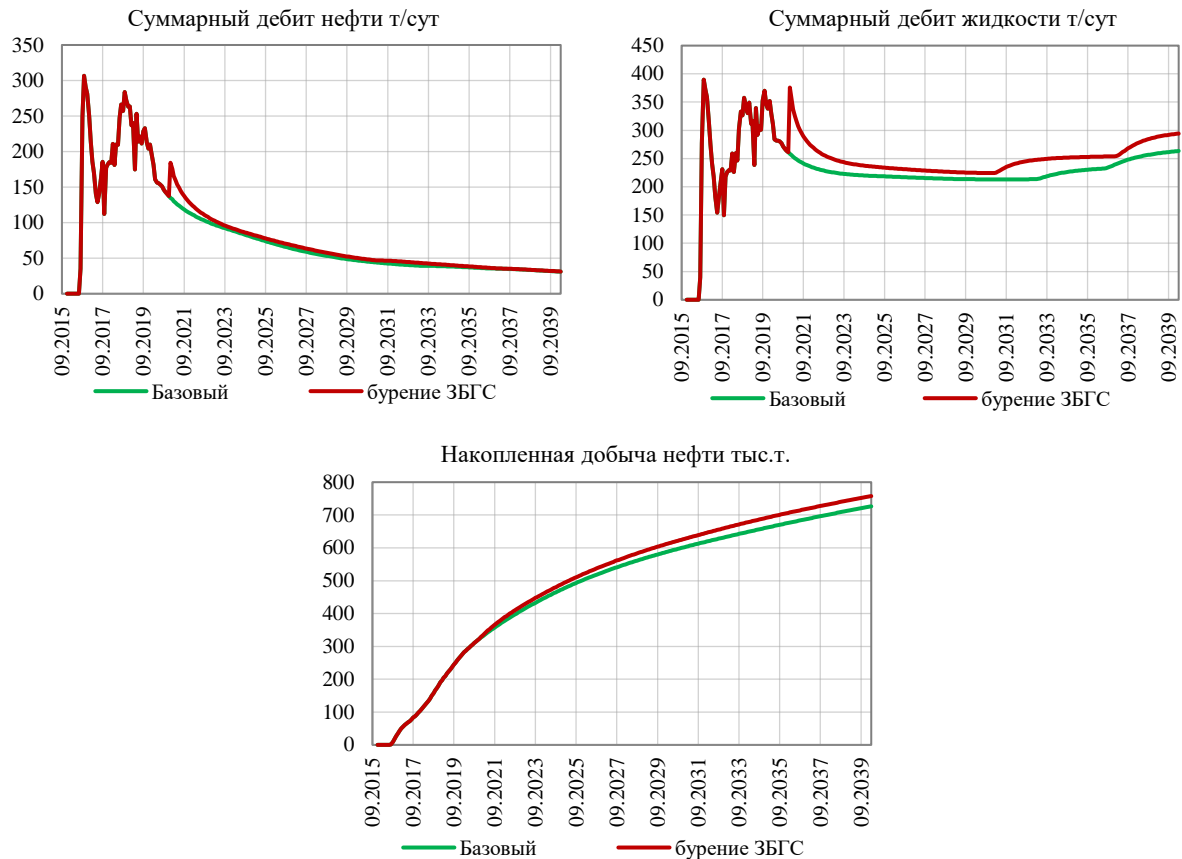


**Рис. 5. Результаты ретроспективного прогноза: Базовый вариант (—); вариант с плановой отработкой три месяца (—); вариант разработки залежи на режиме истощения (—)**

### Оценка интерференции от уплотняющего бурения

Следующей задачей является оценка интерференции от уплотняющего бурения. Формирование вариантов и предпосылки для расчетов аналогичны предыдущей задаче за исключением отсутствия необходимости рассматривать вариант работы на истощение, так как в обоих рассматриваемых вариантах отсутствуют переводы в ППД.

Для оценки эффективности уплотняющего бурения, в качестве примера, принят случай бурения горизонтального бокового ствола с длиной горизонтального ствола 400 метров и с многостадийным гидроразрывом пласта (пять стадий). Результаты расчётов представлены на рис. 6.



**Рис. 6. Результаты моделирования варианта с бурением горизонтального ствола для скважин первого ряда окружения**

Дальнейшая работа «материнского» ствола, как показывают результаты расчётов, менее эффективна, чем бурение бокового горизонтального ствола с МГРП, за счёт вовлечения недренируемых остаточных запасов нефти. Дополнительная добыча нефти от бокового ствола превышает потери нефти по скважинам окружения от интерференции (12 тыс. т) и составляет 31 тыс. т. В данном случае результаты ретроспективного анализа подтвердили эффективность бурения ЗБГС на и малое влияние интерференции на соседние скважины по сравнению с дополнительной добычей.

### Заключение

В статье рассмотрены аспекты применения ретроспективного анализа на примере реального месторождения. Проведена оценка эффективности системы разработки, а также переводов в ППД и уплотняющего бурения. Проведённое исследование позволило отразить целесообразность даль-

нейшего тиражирования ретроспективного прогноза для анализа ранее принятых решений по разработке месторождения, обоснования их эффективности и целесообразности дальнейшего тиражирования.

По результатам проведённых ретроспективных прогнозов на гидродинамической модели месторождения сделаны следующие выводы:

- система разработки с добывающими ГС с МГРП и нагнетательными ННС, несмотря на более высокие темпы обводнения, показывает лучшие показатели разработки, чем исходная система разработки с ННС;
- проектное время отработки на нефть по сравнению с увеличением времени отработки на нефть нагнетательных скважин системы ППД показало лучшие результаты. При необходимости увеличение сроков отработки добывающих скважин обосновывается в зависимости от энергетического состояния;
- уплотняющее бурение в зоне высоких недренируемых остаточных запасов нефти с горизонтальным окончанием скважины с МГРП показало высокую эффективность; потери нефти от интерференции на соседних скважинах оказались меньше дополнительно добытой нефти.

#### Список литературы

1. Бутула К., Верещагин С., Малышев В., Сташевский В. Проблемы разработки месторождений и новая схема разработки с применением горизонтальных скважин, законченных МГРП, для средне-проницаемых нефтяных коллекторов, разрабатываемых заводнением. Материалы Российской нефтегазовой технической конференции и выставки SPE, 2016. SPE-181983-RU.
2. Регламент по созданию постоянно действующих геолого-технологических моделей нефтяных и газонефтяных месторождений. РД 153-39.0-047-00. Министерство энергетики РФ, 2000. – 60 с.
3. Пятибратов П.В. Гидродинамическое моделирование разработки нефтяных месторождений: Учебное пособие. М., ФГУП Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2015. – 167 с.

#### References

1. Butula K., Vereshchagin S., Malyshev V., Stashevsky V. Problemy razrabotki mestorozhdenij i novaya skhema razrabotki s primeneniem gorizontal'nyh skvazhin, zakonchennyh MGRP, dlya sredne-pronicaemyh neftyanyh kollektorov, razrabatyvaemyh zavodneniem. [Field development issues and a new development plan using multi-stage fractured hori-

- zontal wells in waterflooded low-permeability oil reservoirs]. Proc. of Russian Oil & Gas Technical Conference and SPE Exhibition 2016. SPE-181983-RU. (in Russian)
2. Regulations for building real-time oil and gas reservoir models. RD 153-39.0-047-00. RF Ministry of Energy, 2000, 60 p. (in Russian)
  3. Pyatibratov P.V. *Gidrodinamicheskoe modelirovanie razrabotki neftyanyh mestorozhdenij* [Petroleum reservoir simulation]. Moscow, Oil&Gas Publ., Gubkin State Petroleum University. 2015, 167 p. (in Russian)

### **Сведения об авторах**

*Колесников Сергей Владимирович*, руководитель группы, ООО «Тюменский Нефтяной Научный Центр»  
Россия, 625000, г. Тюмень, ул. Осипенко, 79/1  
E-mail: svkolesnikov@tnnc.rosneft.ru

*Ивлев Михаил Игоревич*, специалист, ООО «Тюменский Нефтяной Научный Центр»  
Россия, 625000, г. Тюмень, ул. Осипенко, 79/1  
E-mail: miiivlev@tnnc.rosneft.ru

### **Authors**

*S.V. Kolesnikov*, Group Leader, Tyumen Petroleum Research Center  
79/1, Osipenko st., Tyumen, 625000, Russian Federation  
E-mail: svkolesnikov@tnnc.rosneft.ru

*M.I. Igorevich*, specialist, Tyumen Petroleum Research Center  
79/1, Osipenko st., Tyumen, 625000, Russian Federation  
E-mail: miiivlev@tnnc.rosneft.ru

*Статья поступила в редакцию 17.01.2023*  
*Принята к публикации 20.03.2023*  
*Опубликована 30.03.2023*