

Практическое применение интегрированных моделей в производственном процессе

А.И. Кадыков¹, В.А. Ноздренков¹

¹Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ВолгоградНИПИморнефть»
в г. Волгограде

Адреса для связи: Ilya.Kadykov@lukoil.com, Vladimir.Nozdrenkov@lukoil.com

Ключевые слова: интегрированная модель, оценка рисков, анализ работы скважин, влияние системы сбора и транспорта, сценарии разработки месторождения, взаимовлияние скважин

Возможности интегрированной модели не ограничены решением классических задач, таких как расчет технологического режима и показателей на среднесрочный период. Интегрированная модель позволяет оперативно решать нетривиальные задачи в рамках производственного процесса.

В статье объектом исследований являются действующие интегрированные модели месторождений, применяемые в рамках опытно-промышленной эксплуатации. Дано описание практического применения интегрированных моделей месторождений в рамках производственного процесса.

Рассмотрено решение оперативных задач, связанных с оценкой и анализом работы скважин. Расчеты на интегрированной модели, связанные с анализом работы скважин, дают возможность оценить соответствие используемого внутрискважинного оборудования планируемым режимам работы, заблаговременно определить возможные риски прекращения фонтанирования, осложнения при эксплуатации скважины и принять меры для дальнейшей стабильной эксплуатации. Оценено влияние системы сбора и транспорта на добычу продукции. Расчеты влияния системы сбора и транспорта на объемы добычи с использованием интегрированной модели помогли определить оптимальный вариант направления потоков продукции без снижения добычи, а также увеличить добычу нефти путем перераспределения потоков и изменения давления в системе. Выполнен расчет сценариев разработки месторождения. Определено взаимовлияние скважин на месторождении, а также влияние соседних месторождений.

Полученные результаты расчетов использованы при разработке месторождений.

The practical application of integrated models in the production process

A.I. Kadykov¹, V.A. Nozdrenkov¹

¹VolgogradNIPImorneft Branch of LUKOIL-Engineering LLC in Volgograd,
RF, Volgograd

E-mail: Ilya.Kadykov@lukoil.com, Vladimir.Nozdrenkov@lukoil.com

Keywords: integrated model, risk assessment, analysis of wells operations, collection and transport system impact, field development scenarios, wells interference

The capabilities of the integrated model are not limited to solving classical problems, such as calculating the selection rates or the technological regime. The integrated model allows to solve non-trivial tasks within the production process. The object of research of this work is the existing integrated models used in the framework of fields pilot development.

The purpose of the work is to consider the practical application of integrated field models in the production process. Solving operational problems related to risk assessment and analysis of well performances is considered. This calculations on an integrated model gives the possibility to evaluate the used downhole equipment for compliance with the planned operating conditions, recognize in advance the possible risks of stopping gushing, complications during well operation and take measures for its further stable operation. Assessment of the impact of the collection and transport system on production is made. It helped to find the best direction of flow without reducing production and increase daily oil production by redistributing flows and changing pressure in the system. Field production scenarios are discussed. Wells interference and influence of neighboring fields is determined. Estimation of field development scenarios on the integrated model allows to identify the most profitable field development strategy.

Results of this work were implemented and applied in fields development.

Интегрированная модель является инструментом, возможности которого не ограничиваются только решением классических задач, таких как расчет технологического режима или показателей на среднесрочный период. Интегрированная модель позволяет оперативно решать нетривиальные задачи в рамках производственного процесса. В состав интегрированных моделей, рассматриваемых в статье, входят модели пласта, скважины и системы сбора и транспорта.

В данной статье приведены примеры практического применения интегрированных моделей в рамках производственного процесса.

Анализ работы скважин

Для месторождения А выполнен анализ внутрискважинного оборудования на примере скв. 121. Фактический режим эксплуатации скважины с использованием НКТ наружным диаметром 73 мм, воспроизведенный в модели, характеризуется как нестабильный. Моделирование процесса работы скважины на интегрированной модели показало риски прекращения фонтанирования при снижении пластового давления или увеличения обводненности, а также риск «самозадавливания» при снижении дебита.

В качестве способа предупреждения возможных осложнений, было предложено перейти на меньший типоразмер НКТ – 60 мм. Зависимости забойного давления от дебита скв. 121 при существующем и рекомендуемом лифте представлены на рис. 1.

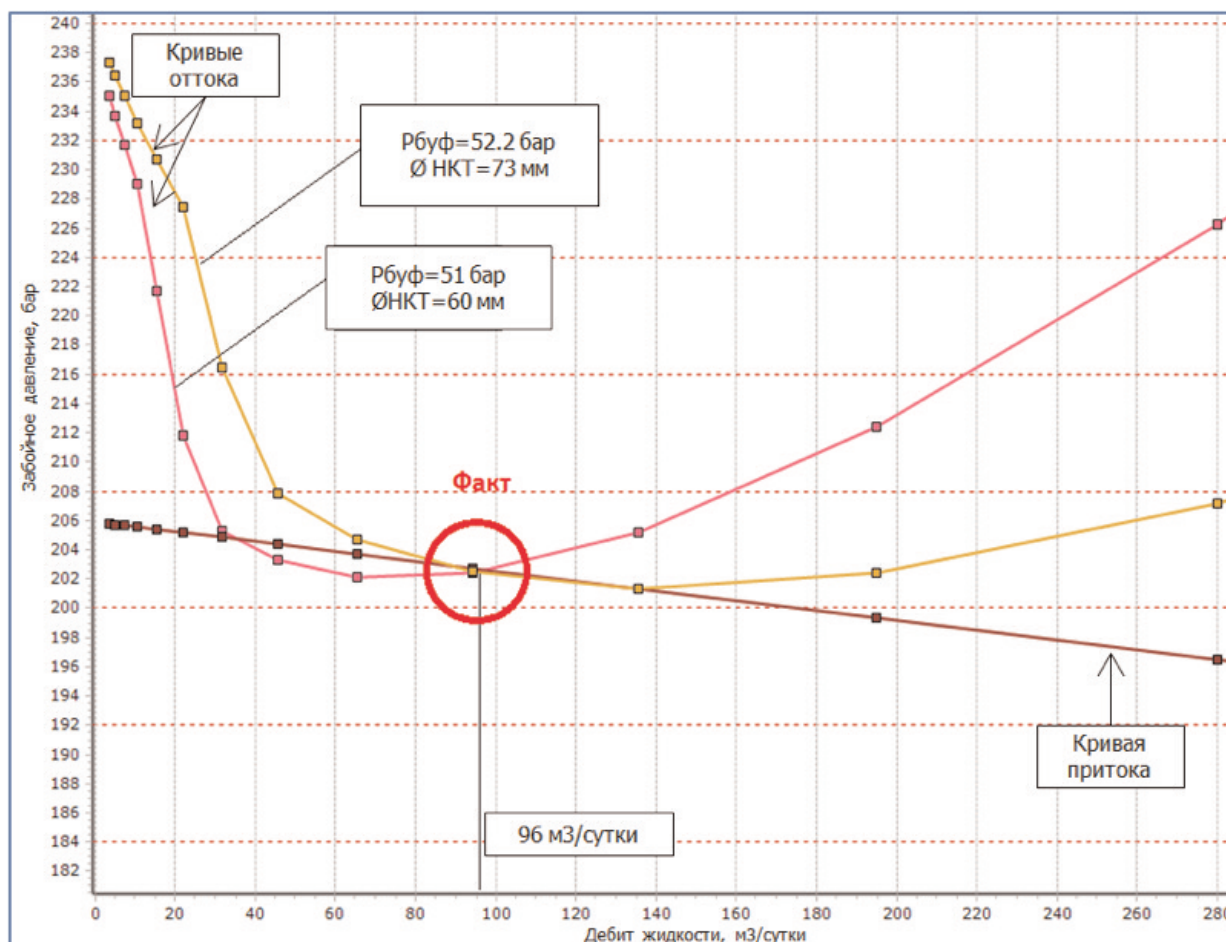


Рис. 1. Зависимости забойного давления от дебита жидкости скв. 121 с использованием НКТ диаметрами 60 и 73 мм

Результаты расчета показали, что рабочая точка при использовании НКТ диаметром 60 мм находится в правом пересечении кривых притока и оттока, что свидетельствует о стабильной работе. При снижении пластового давления или при увеличении обводненности скважина будет оставаться в рабочем состоянии. Кроме того, это обеспечит возможность регулирования стабильной работы скважины в более широком диапазоне дебитов.

Расчет на интегрированной модели позволил оценить соответствие используемого внутрискважинного оборудования планируемому режиму работы скважин, заблаговременно оценить возможные риски прекращения фонтанирования, осложнения при эксплуатации и принять меры для обеспечения дальнейшей стабильной работы.

Влияние системы сбора и транспорта на добычу

С помощью интегрированной модели месторождения А выполнены сценарные расчеты, предполагающие перераспределение продукции скважин по существующим внутрипромысловым сборным трубопроводам для определения оптимального варианта. Рассмотрены следующие варианты.

1 (базовый). Скважинная продукция от ГЗУ № 2 и 3 поступает на ДНС «Пам» по трубопроводу диаметром 219 мм.

2. Аналогичен базовому, но используется трубопровод меньшего диаметра (159 мм) (рис. 2)

3. Аналогичен базовому, но по используется трубопровод большего диаметра (273 мм).

4. Ввод в эксплуатацию существующего участка от ГЗУ № 2 и ГЗУ № 3 до ДНС «Овр» по трубопроводу диаметром 273 мм.

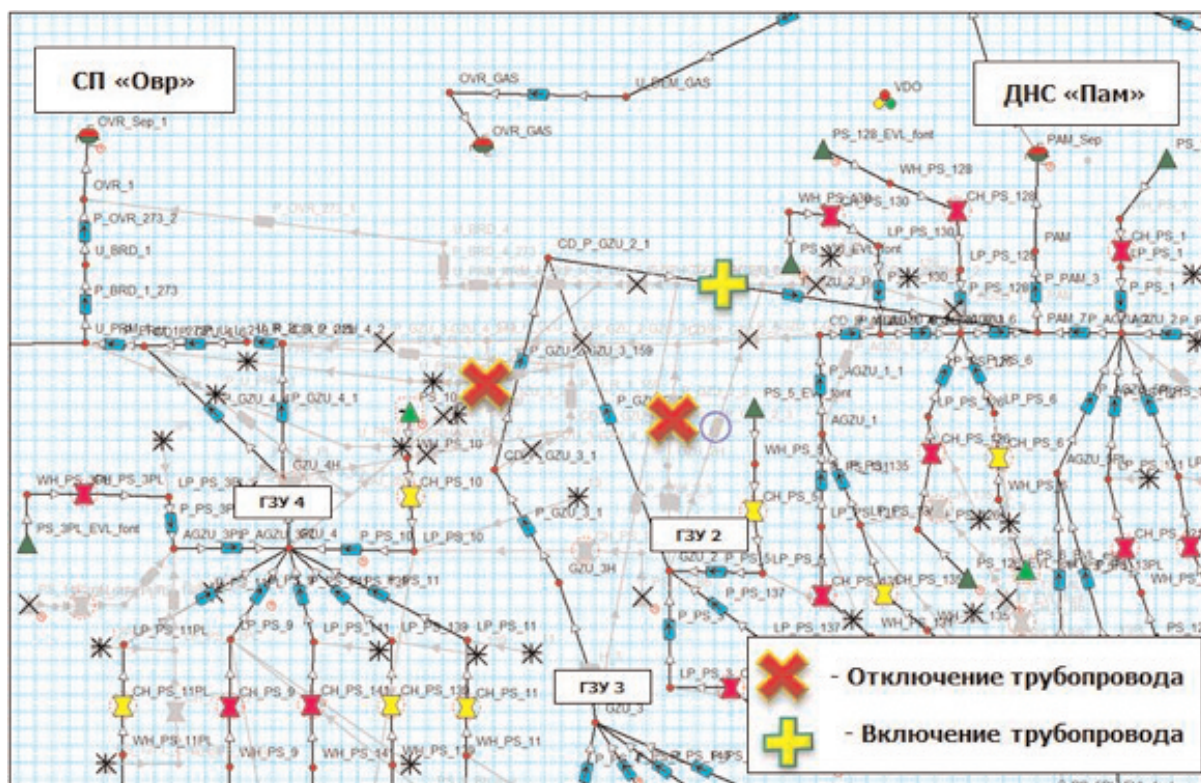


Рис. 2. Схема системы сбора и транспорта, реализованная в интегрированной модели при расчете варианта 2

Прогнозный суточный прирост нефти по вариантам, рассчитанным на интегрированной модели, представлен на рис. 3.

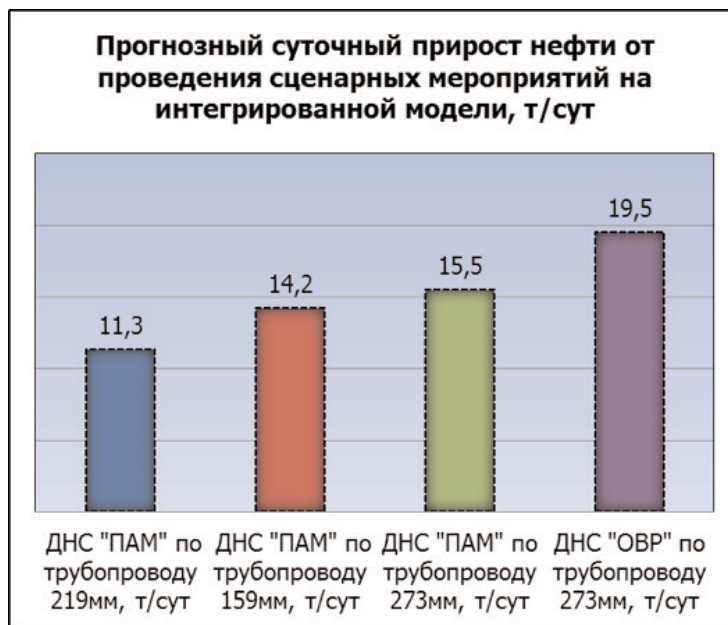


Рис. 3. Суточного прирост нефти по вариантам, рассчитанным на интегрированной модели

Отметим, что реализация и оценка эффективности расчетных вариантов в реальных условиях на месторождении заняла бы от нескольких дней до нескольких недель.

На интегрированной модели месторождения А также выполнены сценарные расчеты, предполагающие перевод продукции скважин с АГЗУ № 2, 3 и 4, работающих на СП «Овр», на УПСВ ДНС «Пам» по существующим внутрипромысловым трубопроводам. Внимание было акцентировано на минимизации потерь добычи. Рассчитаны три варианта.

1. Скважинная продукция от ГЗУ № 2 поступает на ДНС «Пам» по трубопроводу диаметром 159 мм, от ГЗУ № 3 и 4 – по трубопроводу диаметром 219 мм.

2. Скважинная продукция от ГЗУ № 2 и 3 поступает на ДНС «Пам» по трубопроводу диаметром 159 мм, от ГЗУ № 4 – по трубопроводу диаметром 219 мм.

3. Скважинная продукция от ГЗУ № 2 поступает на ДНС «Пам» по трубопроводу диаметром 159 мм, от ГЗУ № 3 и 4 – по трубопроводу диаметром 273 мм.

Результаты расчетов приведены в табл. 1.

Результаты расчетов показали, что по вариантам 1 и 2 наблюдается увеличение давления на АГЗУ, которое приводит к снижению добычи нефти по сравнению с действующей схемой. Оптимальным оказался вариант 3. Данная схема транспорта скважинной продукции была реализована на месторождении.

Для оценки влияния давления на входе УПН месторождения Б выполнен расчет, предполагающий снижение давления до минимально возможного, обусловленного регламентом работы УПН (снижение на 0,2 МПа от установившегося фактического давления на данный период). Результаты расчета показали увеличение добычи на 14,2 т/сут, накопленной – на 440 т/мес, что свидетельствует об эффективности мероприятия при прочих равных показателях работы скважин.

Таблица 1. Результаты расчета фактического (базового) режима работы и вариантов перераспределения скважинной продукции

Показатели	Базовый режим		Вариант					
	Факт	Модель	1		2		3	
Сборный пункт	Пам	Овр	Пам	Овр	Пам	Овр	Пам	Овр
Давление, МПа: ГЗУ №2	1,91	2,0	1,96		2,31		1,98	
ГЗУ №3	1,98	2,4	4,48		2,4		2,09	
ГЗУ №4	2,19	2,2	5,15		4,28		2,55	
Дебит, м ³ /сут: жидкости	1743,5	1544,4	2834,8	11,4	2993,4	114,4	3174,6	114,4
нефти	1657,3	1165,1	2559,1	18,5	2700,8	18,5	2808,2	18,5

Таким образом, результаты оценки влияния системы сбора и транспорта на добычу показали, что с помощью интегрированной модели удалось обосновать оптимальные варианты перераспределения продукции скважин.

Среднесрочное планирование разработки

На интегрированной модели месторождения Б выполнены расчеты следующих вариантов разработки:

- 1 (базовый). Разработка месторождения действующим фондом скважин.
2. Разработка месторождения действующим фондом скважин с вводом новой добывающей скв. 179.
3. Разработка месторождения действующим фондом скважин с переводом добывающей скв. 201 под нагнетание на турнейский объект.
4. Разработка месторождения действующим фондом скважин с переводом добывающей скв. 201 под нагнетание на турнейский объект и выполнением в ней гидроразрыва пласта (ГРП).
5. Разработка месторождения действующим фондом скважин с вводом новой добывающей скв. 179 и переводом добывающей скв. 201 под нагнетание на турнейский объект.

Результаты расчета накопленной добычи нефти за 2019–2021 гг. по вариантам приведены на рис. 4.

Анализ результатов расчета на интегрированной модели показал, что перевод добывающей скв. 201 под нагнетание не дает технологического эффекта, даже с учетом моделирования процесса ГРП для увеличения приемистости. Вследствие этого от перевода скв. 201 под нагнетание было решено отказаться. Для дальнейшей разработки месторождения принят вариант 2, предусматривающий ввод в эксплуатацию новой скв. 179, который обеспечивает максимальную накопленную добычу нефти в 2019–2021 гг.

Расчеты сценарных условий на интегрированной модели позволяют выявить наиболее выгодную стратегию развития месторождения.

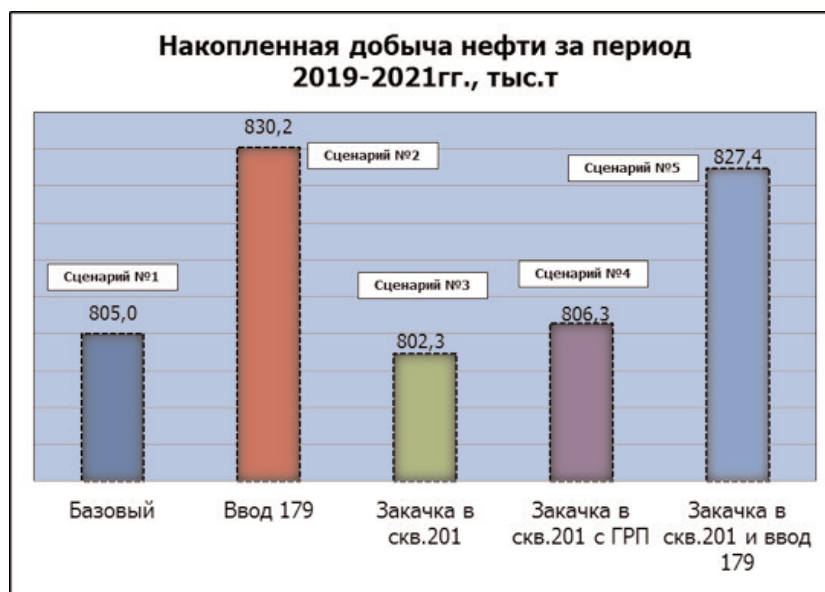


Рис. 4. Накопленная добыча нефти за 2019–2021 гг. по расчетным вариантам разработки

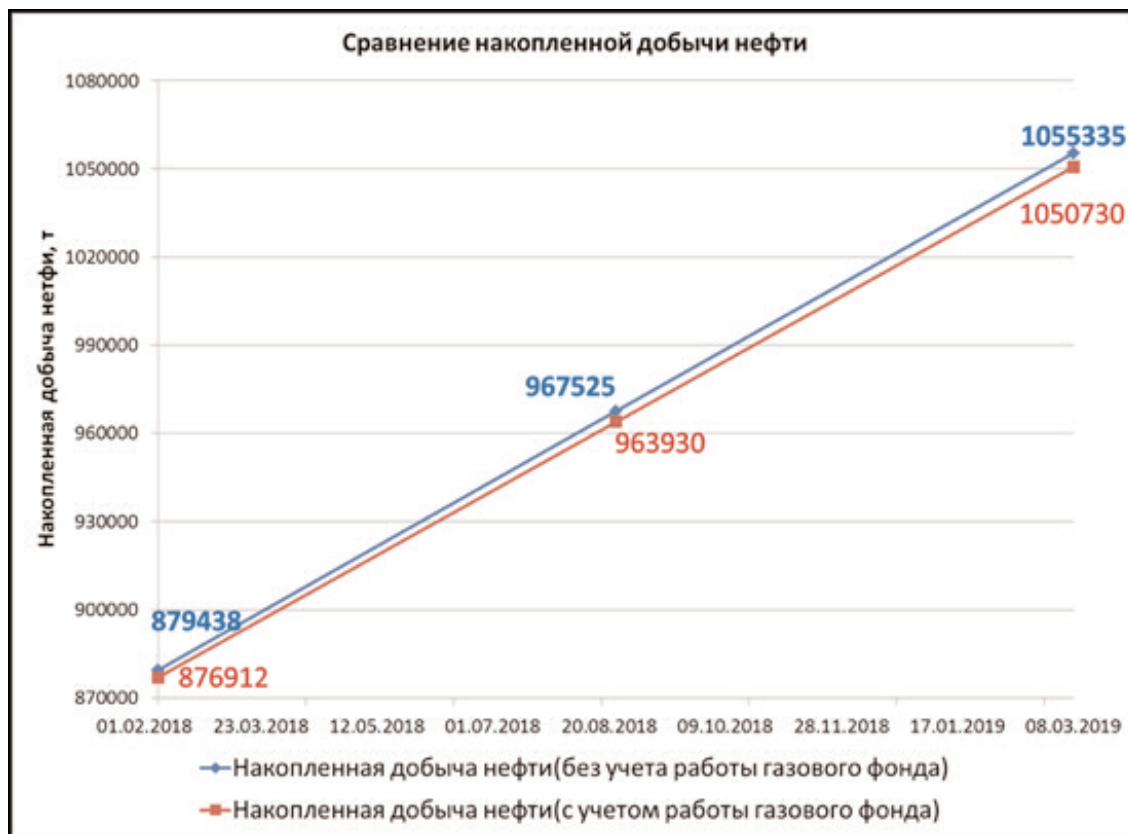
Взаимовлияние скважин

Месторождение А характеризуется сложной системой сбора, которая включает нефтяные и газовые скважин. Поэтому был рассмотрен сценарий, в соответствии с которым предполагалось отключение трех газовых скважин, работающих на разные сборные пункты, и соседнего нефтегазового месторождения, подключенного в общий сборный трубопровод. Динамика накопленной добычи нефти и газа показана на рис. 5. Из него видно, что увеличение накопленной добычи нефти за условный период составило всего 4,6 тыс. т, накопленная добыча газа уменьшилась на 108,4 млн м³.

Можно сделать вывод, что при текущих объемах добычи продукции влияние газового фонда через систему сбора и транспорта на нефтяные скважины незначительно (0,4 %).

На интегрированной модели месторождения А оценено также влияние отключения высокообводненных скважин на объем добычи при различных давлениях на сборных пунктах. По сценарию предполагалось отключение скв. 10 и 66 с обводненность соответственно 98 и 99%. В табл. 2 приведены расчетные дебиты нефти до и после проведения мероприятия при различных давлениях на сборных пунктах. Из нее видно, что отключение скважин не обеспечивает существенного прироста добычи нефти. Тем не менее, было принято решение о переводе скважин в периодическую эксплуатацию. При этом ежемесячный баланс добычи нефти сохранился и был получен положительный экономический эффект за счет снижения потребления электроэнергии установками ЭЦН.

а



б

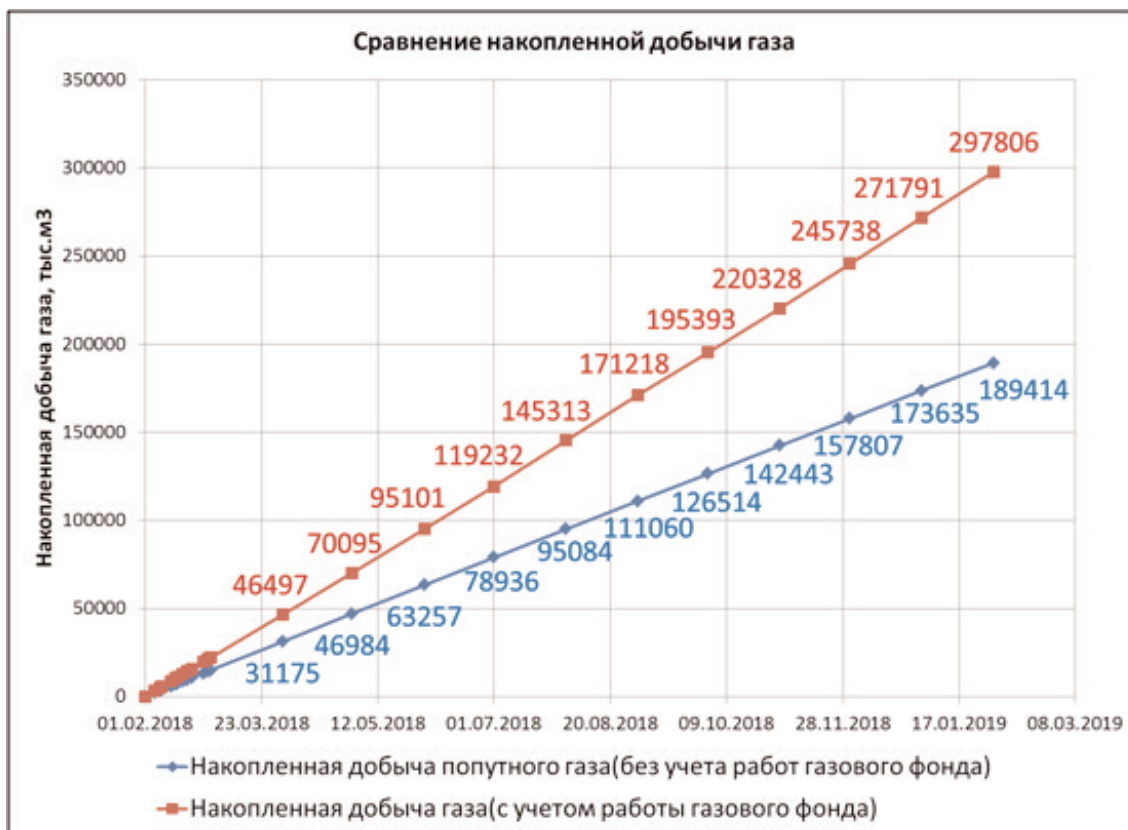


Рис. 5. Динамика накопленной добычи нефти (а) и газа (б) за условный период

Таблица 2. Результаты расчета сценария отключения высокообводненных скважин

Давление в пункте сбора, МПа	Дебит нефти, м ³ /сут		Эффект, м ³ /сут
	до мероприятия	после мероприятия	
Отключение скв. 10 (сборный пункт – Овр)			
1,16	1204,8	1205,3	0,5
1,15	1204,8	1205,4	0,6
1,14	1204,8	1206,1	1,3
1,13	1204,8	1206,3	1,5
1,12	1204,8	1206,8	2
1,11	1204,8	1207,2	2,4
Отключение скв 66 (сборный пункт – Мак)			
1,60	946,6	945,9	-0,7
1,59	946,6	946,1	-0,5
1,58	946,6	946,5	-0,1
1,57	946,6	946,6	0
1,56	946,6	946,8	0,2
1,55	946,6	946,9	0,3

Выводы

1. Расчеты, связанные с оценкой рисков и анализом работы скважин, на интегрированной модели дают возможность оценить эффективность использования внутрискважинного оборудования, прогнозировать возможные риски и осложнения при эксплуатации скважины и принимать меры для обеспечения стабильной эксплуатации.

2. Оценка влияния системы сбора и транспорта на добычу с использованием интегрированной модели дает возможность определить оптимальный вариант переподключения промысловых трубопроводов.

3. Интегрированное моделирование позволяет выявить наиболее выгодную стратегию развития месторождения. Кроме того, интегрированная модель дает возможность оценить взаимовлияние скважин.