

Юлия Дмитриевна ХОЛКИНА<sup>1</sup>  
Ксения Богдановна КУЗИВ<sup>2</sup>  
Олег Анатольевич ЛОЗНЮК<sup>3</sup>  
Юрий Александрович АРХИПОВ<sup>4</sup>

УДК 622.279

## ОПТИМИЗАЦИЯ НАЗЕМНОЙ ИНФРАСТРУКТУРЫ КРУПНОГО ГАЗОВОГО ПРОМЫСЛА С ПОМОЩЬЮ ИНТЕГРИРОВАННОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ

<sup>1</sup> специалист, Тюменский нефтяной научный центр  
ydholkina@tnnc.rosneft.ru; ORCID: 0000-0002-5934-8058

<sup>2</sup> специалист, Тюменский нефтяной научный центр  
kzkuziv@tnnc.rosneft.ru

<sup>3</sup> заместитель директора департамента, Нефтяная компания «Роснефть» (г. Москва)  
o\_loznyuk@rosneft.ru

<sup>4</sup> менеджер, Нефтяная компания «Роснефть» (г. Москва)  
y\_arkhipov@rosneft.ru

### Аннотация

Интегрированный подход к моделированию подразумевает построение единой цифровой модели объекта, которая состоит из связанных моделей пласта, скважин и поверхностного обустройства. Интегрированная модель дает возможность не только оптимизировать работу поверхностных элементов, но и учитывать взаимовлияние объектов системы. Создание постоянно действующей интегрированной модели (ПДИМ) имеет большое практическое значение в ПАО «НК „Роснефть“», т. к. позволяет выполнять долгосрочные расчеты для различных сценариев добычи газа, а также обосновывать рациональные технологические режимы работы газового промысла.

---

**Цитирование:** Холкина Ю. Д. Оптимизация наземной инфраструктуры крупного газового промысла с помощью интегрированного моделирования / Ю. Д. Холкина, К. Б. Кузив, О. А. Лознюк, Ю. А. Архипов // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. 2021. Том 7. № 4 (28). С. 147-162.

DOI: 10.21684/2411-7978-2021-7-4-147-162

В работе рассматриваются этапы построения интегрированной модели газового промысла Туронской залежи одного из месторождений Западной Сибири, основными элементами которой являются: трехмерная гидродинамическая модель, модели скважин и модель наземного обустройства. Для создания модели и проведения расчетов используется программный комплекс Petroleum Experts (Prosper, Gap, Resolve).

В статье проведен анализ прогнозных технологических показателей работы газового промысла по базовому варианту, на основании которого сформированы оптимизационные подходы к разработке Туронской залежи. Авторами предложен вариант, учитывающий работу мобильных компрессорных установок (МКУ) с целью снижения капитальных вложений на крупные площадочные объекты. Также в работе рассмотрен вариант реконфигурации газосборной сети (ГСС), предусматривающий снижение количества коллекторов. Опция позволит снизить затраты на строительство ГСС и минимизировать взаимовлияние работы кустов друг на друга.

В заключение проведена технико-экономическая оценка базового и альтернативных вариантов, по результатам которой определен наиболее рациональный вариант разработки пласта Т.

#### **Ключевые слова**

Интегрированное моделирование, мобильные компрессорные установки, распределенное компримирование, оптимизация работы наземной инфраструктуры, реконфигурация газосборной сети.

**DOI: 10.21684/2411-7978-2021-7-4-147-162**

#### **Введение**

В статье рассматривается газовая залежь пласта Т одного из месторождений Западной Сибири. Пласт залегает на глубине около 900 м и характеризуется относительно низкими значениями фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС), высокой расчлененностью коллектора, насыщен сухим газом с низким начальным коэффициентом газонасыщенности. На текущий момент газовый промысел не введен в эксплуатацию, поверхностная инфраструктура находится на стадии проектирования.

Рекомендуемый вариант разработки объекта предполагает бурение и ввод 192 горизонтальных скважин на лицензионном участке ПАО «НК „Роснефть“» (48 кустовых площадок). Дожимная компрессорная станция (ДКС) состоит из двух ступеней компрессора низкого давления и одной ступени компрессора высокого давления. Максимальная суммарная мощность ДКС составляет 176 МВт. Проектные решения по конфигурации газосборной сети предусматривают девять коллекторов, ведущих к установке комплексной подготовки газа (УКПГ).

Актуальность данной работы связана с необходимостью снижения капитальных затрат на строительство газосборной сети и площадочных объектов (ДКС и УКПГ). В связи с этим авторами предложена реконфигурация газосборной сети (ГСС) и распределенное компримирование газа Туронской залежи с применением мобильных компрессорных установок (МКУ).

Основная цель работы — оптимизировать наземную инфраструктуру газового промысла с применением интегрированного подхода к моделированию. Использование данного метода позволит оценить эффективность предложенных вариантов оптимизации газового промысла.

### Используемая методология

Основными элементами при построении постоянно действующих интегрированных моделей (ПДИМ) являются: фильтрационная модель, модель скважины и модель поверхностной инфраструктуры.

Фильтрационная модель пласта, как правило, может использоваться в качестве модели материального баланса (ММБ) либо полноценной трехмерной гидродинамической модели (ГДМ). ММБ применяется для оперативных задач на краткосрочную перспективу. Для долгосрочных прогнозов требуется трехмерная гидродинамическая модель [9].

Для задания модели скважин также возможно два способа: таблица потерь давления (Vertical Lift Performance — VLP/VFP) или стационарная модель скважины. Таблица потерь давления отображает информацию о зависимости разницы давления в насосно-компрессорных трубах (НКТ) от дебита газа (рис. 1). Такой подход использования моделей скважин достаточно сокращает время проведения расчетов на интегрированной модели.

Для построения газосборной сети используется специализированное программное обеспечение Gas, в котором учитываются различные параметры и свойства трубопроводов. Есть возможность задавать проектные или фактические диаметры и протяженности участков, теплофизические параметры окружающей среды (температуру, коэффициент теплопередачи), способ прокладки трубопроводов с учетом перепадов рельефа местности и др. Гидравлическая модель сбора продукции может включать в себя и другие крупные площадочные объекты — модели предварительной и комплексной установок газа (УППГ, УКПГ), модели установок компримирования газа (ДКС), сепараторов.

Далее используется программный модуль Resolve (IPM Petroleum Experts), который позволяет связать вышеперечисленные модели в единую систему [9]. Интегратор передает рассчитанные в ГДМ дебиты скважин в наземную модель трубопроводов, а после расчета газосборной сети с учетом всех ограничений наземной инфраструктуры интегратор передает симулятору подземной части давления, полученные в результате балансировки.

Главной целью создания ИМ является повышение качества прогнозных показателей. Можно выделить основные преимущества использования интегрированного подхода к моделированию: возможность учета взаимовлияния продуктивностей скважин и ограничений со стороны поверхностной инфраструктуры, прогнозирование процесса гидратообразования, снижение рисков при принятии технологических решений, а также оптимизацию капитальных и оптимизационных затрат на разработку объекта или месторождения посредством анализа всего актива. В отличие от традиционного метода моделирования — применения гидродинамической модели

с опцией Network — ПДИМ исключает упрощения и аппроксимации для объектов подготовки и компримирования добываемой продукции.

При этом можно определить основные сложности интегрированного моделирования — это требование высокой степени качества каждой модели, а также длительное время счета.

Благодаря использованию ПДИМ, появляется возможность проведения комплексных расчетов сложных активов или объектов, которые связаны едиными поверхностными элементами, а также возможность управления различными симуляторами с одной платформы.

Таким образом, интегрированный подход к моделированию является комплексным методом, учитывающим взаимовлияние процессов фильтрации пласта, вертикального лифта флюида по НКТ и горизонтального течения продукции до точки сбыта. Архитектура ИМ построена по модульному принципу, что позволяет поэтапно развивать инструментарий (рис. 2).

```

VFPPROD
-- Table      Datum Depth      Rate Type      WFR Type      GFR Type
-- -----
--          1          2626.89          LIQ          WCT          GOR

-- LIQ units - smi/day ( 20 values )
-- 5.0 31.1 57.1 83.2 109.2
135.3 161.3 187.4 213.4 239.5
265.5 291.6 317.6 343.7 369.7
395.8 421.8 447.9 473.9 500.0 /

-- THP units - Barsa ( 10 values )
-- 10.00 20.00 30.00 40.00 50.00
60.00 70.00 80.00 90.00 100.00 /

-- WCT units - smi/smi ( 10 values )
-- 0 0.111111 0.222222 0.333333 0.444444
0.555556 0.666667 0.777778 0.888889 1 /

-- GOR units - smi/smi ( 10 values )
-- 100 533.333 966.667 1400 1833.33
2266.67 2700 3133.33 3566.67 4000 /

-- ' ' units - ( 1 values )
-- 0 /

1 1 1 1 190.78 142.54 127.01 126.52 131.67
138.84 146.69 154.44 161.94 169.29
176.44 183.51 190.50 197.43 204.34
211.23 218.15 225.06 232.07 239.06

/
1 1 2 1 90.64 44.25 63.03 83.01 102.62
121.53 139.36 156.61 173.00 188.93
204.56 220.03 235.39 250.71 266.09
281.64 297.32 313.27 329.55 346.10

/
1 1 3 1 42.48 51.42 81.89 111.37 138.75
163.55 186.78 209.13 231.01 252.70
274.49 296.63 319.23 342.34 366.15
390.55 415.88 441.87 468.85 497.26

/
1 1 4 1 30.62 62.78 103.24 140.28 173.37
204.07 232.99 261.18 289.48 318.38
348.12 378.86 410.71 443.96 478.74
515.43 553.50 593.14 634.12 676.33

/
1 1 5 1 27.69 74.93 124.28 167.18 206.64
243.34 278.91 314.24 350.54 388.20
427.44 468.85 512.79 558.84 606.94
657.04 709.05 763.03 818.69 875.46

```

Рис. 1. Формат VLP/VFP таблицы

Fig. 1. VLP/VFP table format



Рис. 2. Архитектура интегрированной модели пласта Т

Fig. 2. The architecture of the integrated reservoir model T

### Адаптация моделей скважин. Потери давления по НКТ

Одним из шагов в создании ПДИМ является подготовка и настройка моделей скважин, которые являются связующими элементами между моделью подземного резервуара и системой сбора. Модель скважины позволяет рассчитать потери давления при движении газа по НКТ.

Как было отмечено выше, применение полноценных моделей скважин, выполненных в ПО Prosper, позволяет сократить время расчета интегрированной модели и провести более точную адаптацию продуктивностей скважин. Для создания и настройки моделей скважин необходима следующая исходная информация: инклинометрия и конструкция скважин, физико-химический состав флюида для залежи, результаты газодинамических исследований скважин (ГДИС) или промысловые замеры, а также данные об интервалах перфорации. Для проектных скважин рекомендуется использовать типовую модель скважины с учетом модели флюида и осредненными настроечными коэффициентами.

На участке опытно-промышленной разработки пласта Т проведены ГДИС имеющихся скважин на различных режимах фильтрации. В программном модуле Prosper построены модели скважин пласта Т и проведена адаптация на фактические замеры потерь давления по НКТ в зависимости от дебита газа (рис. 3).

Согласно представленному кросс-плоту, отклонения фактических и расчетных значений потерь давления по НКТ не превышают 5%. Проведенный анализ полноты собранного материала, а также качества настройки моделей скважин на результаты ГДИС позволяет в дальнейшем использовать построенные модели скважин в интегрированной модели.

### Создание модели газосборной сети

Цифровая модель газосборной сети Туронской залежи построена в программном продукте Gap.

Принципиальная схема наземного обустройства для разработки Туронской залежи приведена на рис. 4.



Рис. 3. Настройка модели скважины для пласта Т в ПДИМ

Fig. 3. Setting up a well model for formation T in PDIM

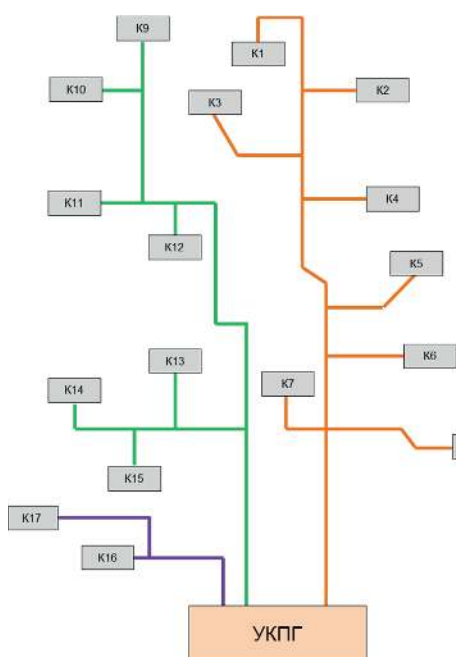


Рис. 4. Схема газосборных трубопроводов. Северная и южная части

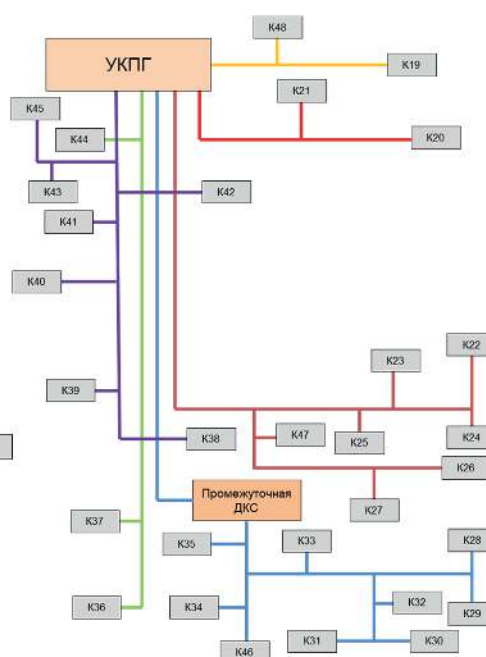


Fig. 4. Gas gathering pipelines diagram. Northern and southern parts

PVT-свойства флюидов в ГСС заданы моделью Black Oil. Помимо учета проектных значений протяженности и диаметров трубопроводов, построенная модель ГСС учитывает топологию разрабатываемого участка, заданную перепадом высотных отметок. Стоит отметить, что северная часть ГСС включает в себя три коллектора, идущих на УКПГ, в то время как южная часть — шесть коллекторов. Поэтому возможно рассмотреть вариант с уменьшением количества коллекторов, идущих на УКПГ в южной части ГСС.



Для расчетов потерь давления при движении газа в горизонтальных трубах используется корреляция Petroleum Experts 5. Шероховатость трубопроводов задана  $5 \cdot 10^{-5}$  м. По результатам эксплуатации газосборной сети данная информация будет актуализирована.

В построенной модели ГСС учитывается газопровод внешнего транспорта (ГВТ) протяженностью 155 км. На входе в ГВТ добавлен источник переменного расхода газа, добавляющий в поток дополнительный газ из Сеноманской залежи пласта ПК1. Ограничениями в системе являются постоянное давление в точке сдачи продукции и уровень максимальной суммарной добычи Туронского и Сеноманского газа.

На рис. 5 представлена проектная схема расположения компрессорных цехов низкого давления (КЦНД) и высокого давления (КЦВД). Часть газа, поступающая из второй ветки южной части ГСС, сначала направляется в промежуточную ДКС, затем во вторую ступень компрессора низкого давления. Учитывается работа промежуточной ДКС, т. к. ветка 2 южной части ГСС удалена от УКПГ на 26 км. Остальная часть газа идет последовательно в первую и вторую ступени КЦНД, далее — в компрессор высокого давления.

Максимальная мощность КЦНД по проекту составляет 144 МВт, КЦВД — 32 МВт.

Для воспроизведения в ПДИМ корректной работы ДКС использовался каталог газодинамических характеристик (ГДХ) центробежных компрессоров природного газа (рис. 6). Зависимости мощностей ДКС взяты из ГДХ, значения КПД заданы в зависимости от расхода и частоты вращения ротора также на основании ГДХ [2, 6]. В моделях компрессоров учитывается процесс охлаждения газа, находящийся после каждого из цехов. С целью моделирования работы компрессоров, помимо учета ГДХ и типа СПЧ-аналогов, задан политропный напор. Таким образом, ДКС для пласта Т определена рассчитанными ГДХ в одном диапазоне производительности при разной частоте вращения ротора — при текущем расходе и давлении модель принимает соответствующие технологические параметры, исходя из полученных зависимостей.

### Соединение моделей в единую сеть

Соединение вышеперечисленных элементов (моделей пласта, скважины и наземного обустройства) происходит в интеграторе Resolve — это программный модуль IPM Petroleum Experts, который позволяет связать используемые узлы в единую систему. На рис. 7 показан принципиальный вид созданной постоянно действующей интегрированной модели в ПО Resolve для Туронской залежи.

Алгоритм интеграции ГДМ и модели ГСС следующий: определяются все элементы моделей и происходит соединение скважин из подземной части со скважинами из наземной части, при этом соединение между скважинами осуществляется на забое. Resolve передает расходы, рассчитанные в гидродинамической модели в Gap. В результате балансировки ГСС и с учетом выставленных ограничений поверхностных элементов интегратор передает давления в подземную часть из модели сети сбора.

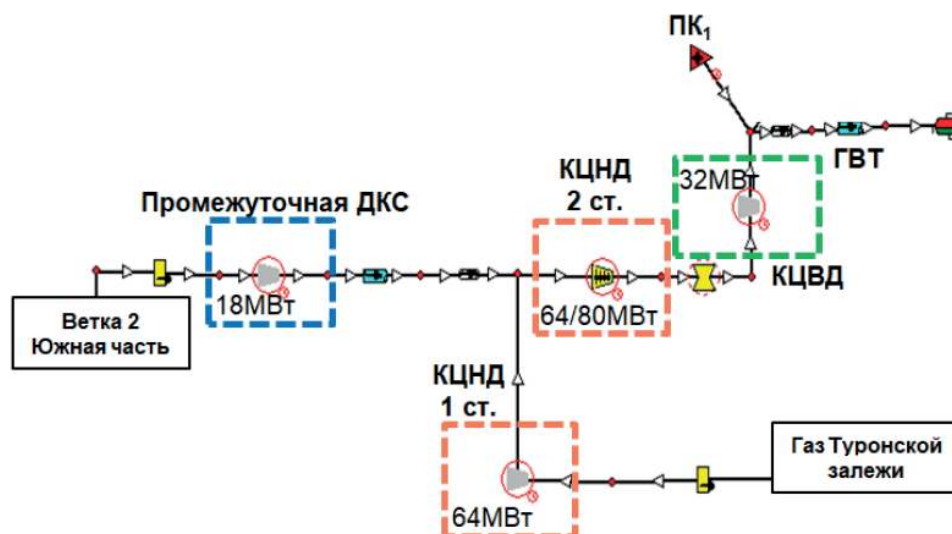


Рис. 5. Фрагмент задания ДКС и других элементов наземной инфраструктуры в модели ГСС ПО Gap

Fig. 5. Fragment of the task of the booster station and other elements of the ground infrastructure in the GSS model of the Gap software

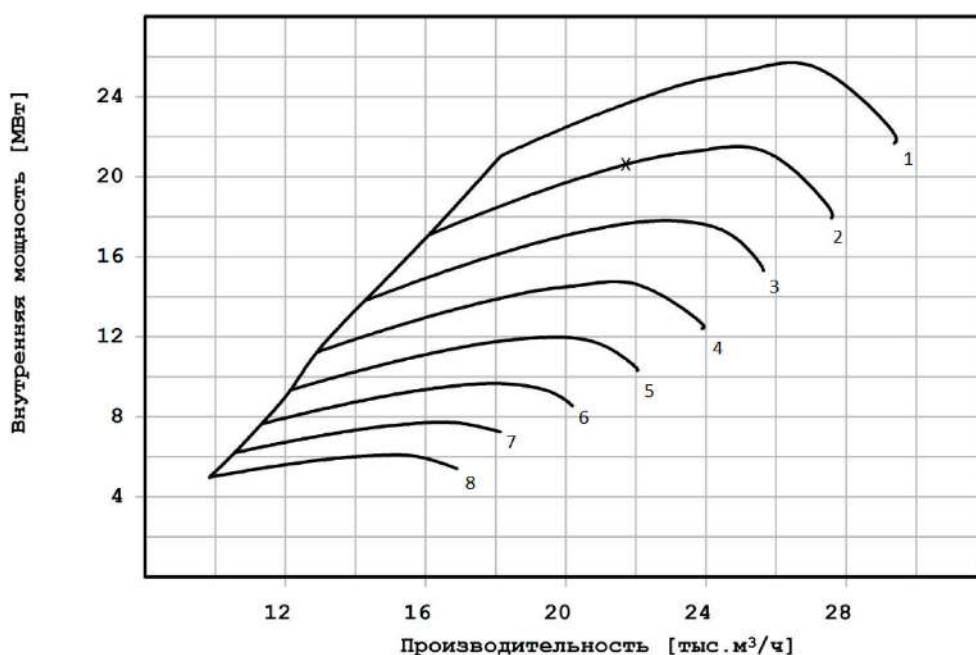


Рис. 6. Газодинамическая характеристика (ГДХ) для задания ДКС. Компрессор низкого давления Туронской залежи

Fig. 6. Gas dynamic characteristic (GDC) for setting the booster compressor station. Low pressure compressor for Turonian deposits



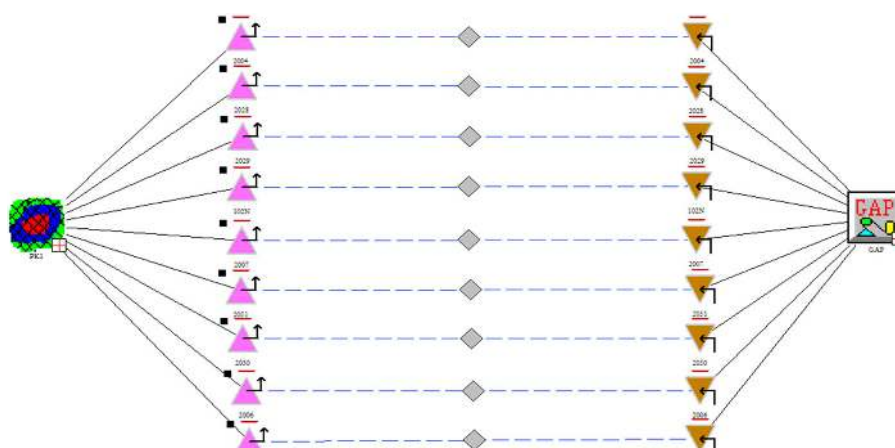


Рис. 7. Фрагмент интеграции гидродинамической модели (Eclipse 100) с моделью газосборной сети (Gap)

Fig. 7. Fragment of the integration of the hydrodynamic model (Eclipse 100) with the model of the gas gathering network (Gap)

### Прогнозные сценарии разработки Туронской залежи

На созданной интегрированной модели Туронской залежи рассчитан базовый вариант (вариант 0), учитывающий ввод 192 горизонтальных скважин и конфигурацию газосборной сети, рассмотренную выше. Результаты приведены на рис. 8.

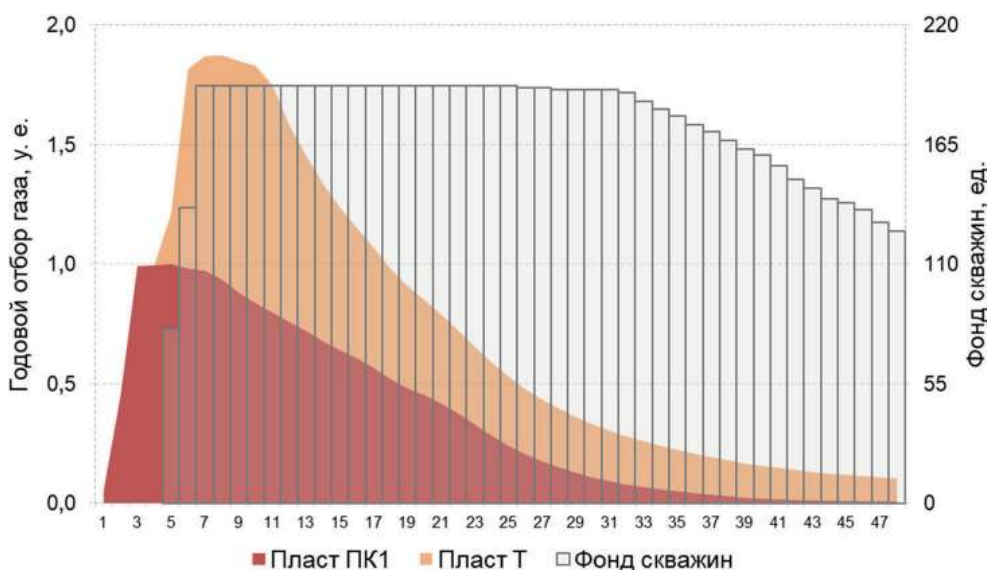


Рис. 8. Технологические показатели разработки пласта Т. Базовый вариант (вариант 0)

Fig. 8. Technological indicators of reservoir development T. Base case (option 0)

Далее специалистами компании предложен вариант реконфигурации ГСС (вариант 1), предусматривающий снижение количества веток с шести до трех, идущих на УКПГ в южной части. В таблице 1 представлено сопоставление протяженностей трубопроводов по двум вариантам. Данная альтернатива предложена с целью снижения капитальных затрат на ГСС и минимизации взаимовлияния работы кустов друг на друга.

Кроме уменьшения общей длины коллекторов на южной части возможно рассмотреть вариант применения МКУ, что, вероятно, позволит снизить капитальные затраты на ДКС (рис. 9).

Из представленной тестовой схемы видно, что при подключении МКУ снижается потребляемая мощность компрессора низкого давления (ГПА1). Согласно опыту ПАО «Газпром», применение МКУ позволяет продлить рентабельность добычи низконапорного Сеноманского газа. Увеличение объемов добычи газа достигается увеличением отборов из истощенных скважин при подключении МКУ к ГСС. Это позволяет увеличить пропускную способность шлейфов, снизить устьевые давления и увеличить дебиты скважин [8].

Для оснащения МКУ наиболее подходят винтовые компрессорные машины. Этот тип компрессоров характеризуется высоким показателем надежности, возможностью работы в широком диапазоне изменения отношения давлений и производительности [3, 10]. Всего предложено внедрить четыре МКУ — две на северной части ГСС и две — на юге. Компрессорные установки расставлены

Таблица 1

**Сопоставление протяженностей трубопроводов по базовому варианту и варианту с реконфигурацией ГСС**

Table 1

**Comparison of the lengths of pipelines according to the basic variant and the variant with the reconfiguration of the GSS**

Протяженность трубопроводов			
Ду труб, мм	Базовый вариант, м	Реконфигурация ГСС, м	$\Delta$ , %
219	6 224	6 224	0,0
273	40 874	47 593	14,1
325	71 920	71 099	-1,2
426	83 962	48 601	-72,8
530	34 500	26 388	-30,7
630	35 727	40 536	11,9
720	35 837	35 837	0,0
820	38 687	23 174	-66,9
<b>Итого</b>	<b>347 917</b>	<b>299 639</b>	<b>-16,1%</b>

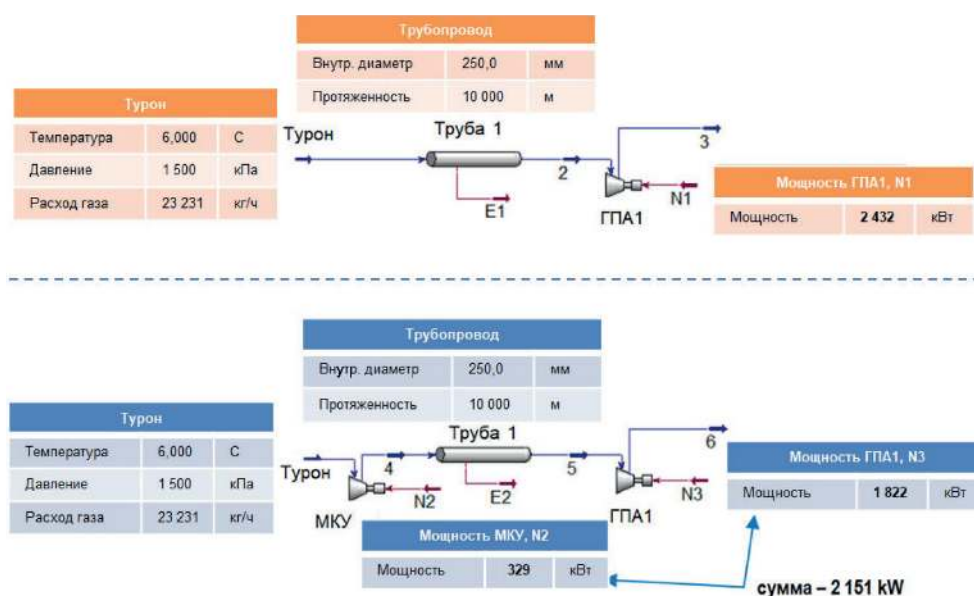


Рис. 9. Схема сопоставления вариантов без МКУ и с применением МКУ

Fig. 9. Comparison scheme of options without MKU and with the use of MKU

таким образом, чтобы объединить кустовые площадки в группы. На каждую установку приходится всего три-четыре куста, т. к. мощность МКУ ограничена 2 МВт. Начало эксплуатации МКУ на объекте предполагается через шесть лет после запуска газового промысла, что обусловлено значительным падением устьевых давлений и дебита газа по выбранным кустовым площадкам. В Гар МКУ заданы методом газодинамических характеристик (рис. 10).

Вариант реконфигурации ГСС совместно с использованием МКУ также был рассчитан на ПДИМ (вариант 2). Прирост накопленной добычи газа относительно варианта реконфигурации ГСС (вариант 1) составляет 0,17 у. е. За счет эксплуатации газосборной сети при более высоком давлении и снижения гидродинамических потерь на участках трубопроводов наблюдается уменьшение необходимой мощности газоперекачивающих агрегатов примерно на 20% (рис. 11).

### Экономическая оценка вариантов

По полученным результатам выполнена экономическая оценка четырех рассчитанных на ПДИМ вариантов разработки газового промысла пласта Т (таблица 2).

Согласно проведенной экономической оценке, экономически привлекательным выглядит вариант 2, включающий реконфигурацию ГСС совместно с эксплуатацией МКУ. Прирост показателя экономической эффективности (NPV) относительно базового варианта составляет 5,25 у. е. Таким образом, использование МКУ позволяет не только увеличить накопленную добычу газа, но и оптимизировать работу основной ДКС.

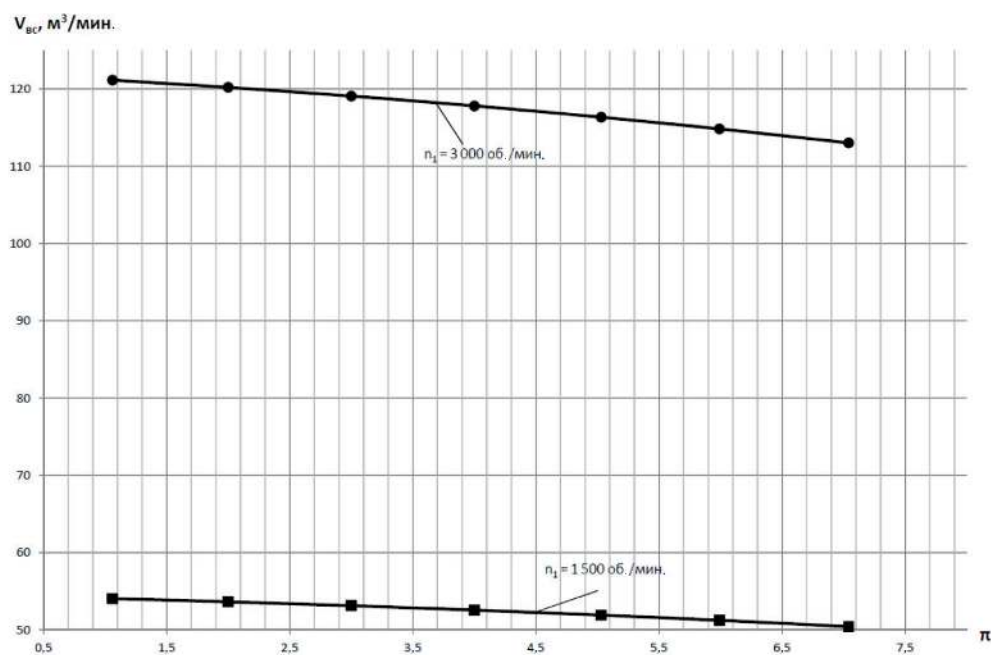


Рис. 10. Пример используемой газодинамической характеристики (ГДХ) для задания мобильной компрессорной установки в ПДИМ

Fig. 10. An example of the used gas dynamic characteristic (GDH) for setting a mobile compressor unit in PDIM

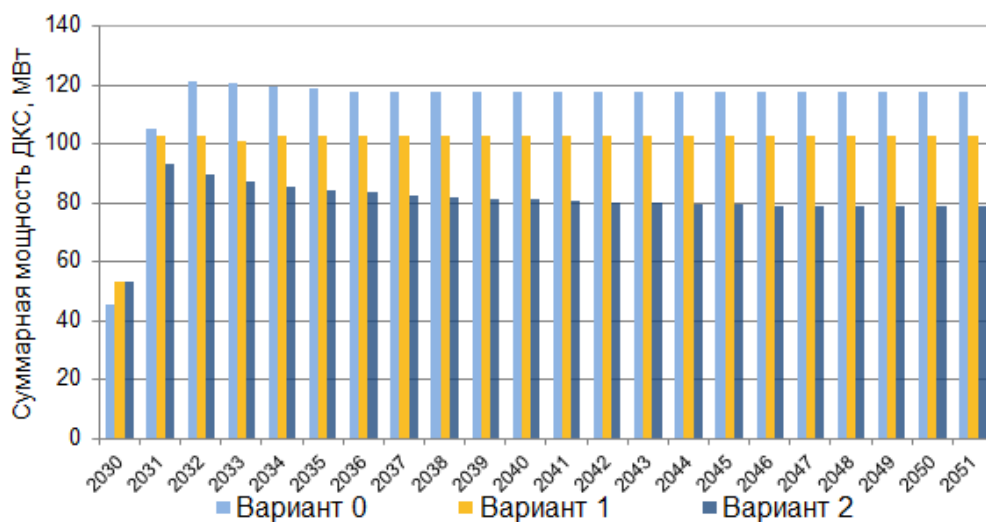


Рис. 11. Сопоставление мощности ДКС рассчитанных вариантов

Fig. 11. Comparison of the booster compressor station capacity of the calculated options

Таблица 2

Основные технико-экономические показатели

Table 2

Main technical and economic indicators

Наименование	Вариант 0	Вариант 1	Вариант 2
NPV, у. е.	84,70	87,66	89,95
DPP, год	18	18	17
Накопленная добыча газа, у. е.	16,39	16,26	16,44
Сарех, у. е.	11 293	10 882	10 831
Орех, у. е.	6 886	6 807	6 857

### Заключение

В работе рассмотрен интегрированный подход к моделированию, который предусматривает объединение фильтрационной модели пласта и модели поверхностного обустройства. Создана постоянно действующая интегрированная модель, в состав которой входят: трехмерная гидродинамическая модель пласта Т, модели скважин, адаптация которых проведена на основе результатов газодинамических исследований, модель наземной инфраструктуры, учитывающая газосборные трубопроводы, дожимную компрессорную станцию, газопровод внешнего транспорта.

Всего в статье рассмотрено три варианта разработки Туронской залежи:

- 1) базовый вариант;
- 2) вариант реконфигурации газосборной сети за счет уменьшения числа коллекторов, идущих на УКПГ в южной части ГСС;
- 3) вариант распределенного компримирования совместно с реконфигурацией ГСС.

Согласно проведенным расчетам на интегрированной модели, мероприятия по уменьшению количества участков ГСС южной части газового промысла и эксплуатации мобильных компрессорных установок являются эффективными в ПАО «НК „Роснефть“» для разработки Туронской залежи. Прирост NPV по оптимизационному варианту относительно базового сценария составляет 6%.

### СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Бекиров Т. М. Сбор и подготовка к транспорту природных газов / Т. М. Бекиров, А. Т. Шаталов. М.: Недра, 1986. 856 с.
2. Вяхеров Р. И. Разработка и эксплуатация газовых месторождений / Р. И. Вяхеров, А. И. Гриценко, Р. М. Тер-Саркисов. М.: Недра-Бизнесцентр, 2002. 65 с.

3. Еранов А. П. Развитие отечественного винтового компрессоростроения. Вехи и достижения / А. П. Еранов, Ю. А. Паранин, И. Г. Хисамеев // Компрессорная техника и пневматика. 2008. № 5. С. 8-12.
4. Зиберт Г. К. Подготовка и переработка углеводородных газов и конденсата. Технологии и оборудование: справ. пос. / Г. К. Зиберт, А. Д. Седых, Ю. А. Кашицкий, Н. В. Михайлов, В. М. Демин. М.: Недра-Бизнесцентр, 2001. 316 с.
5. Костюченко С. В. Интегрированные модели для проектирования согласованных систем добычи и сбора нефти / С. В. Костюченко, С. В. Кудряшов, П. В. Воробьев // Нефтяное хозяйство. 2003. № 11. С. 100-103.
6. Маркман П. Г. Оптимизация трубопроводных систем / П. Г. Маркман, Р. В. Коркин. Томск: Heriot-Watt, 2005. 126 с.
7. Меньшиков С. Н. Использование систем интегрированного моделирования для обоснования технологического режима работы газового промысла / С. Н. Меньшиков, С. А. Варягов, А. Н. Харитонов, М. Н. Киселёв, Д. Н. Одинцов, А. В. Дарымов, А. В. Ильин // Нефтепромысловое дело. 2019. № 2. С. 64-69. DOI: 10.30713/0207-2351-2019-2-64-69
8. Огай В. А. Экономическая и энергетическая эффективность применения отечественных МКУ при добыче низконапорного Сеноманского газа / В. А. Огай. Научный форум. Сибирь. 2015. № 1. С. 59-61.
9. Поушев А. В. Интегрированный подход к выбору концепции обустройства уникального газоконденсатного месторождения / А. В. Поушев, Т. И. Гагауллин, А. В. Суллагаев, А. В. Прокопенко // Газовая промышленность. 2019. № 2 (780). С. 52-59.
10. Сакун И. А. Винтовые компрессоры / И. А. Сакун. Л.: Машиностроение, 1970. 400 с.



**Yulia D. KHOLKINA<sup>1</sup>**  
**Kseniya B. KUZIV<sup>2</sup>**  
**Oleg A. LOZNUK<sup>3</sup>**  
**Yurii A. ARKHIPOV<sup>4</sup>**

UDC 622.279

## **OPTIMIZING ONSHORE INFRASTRUCTURE FOR LARGE GAS FIELD USING INTEGRATED MODELING**

- <sup>1</sup> Specialist, Tyumen Petroleum Research Center  
ydholkina@tnnc.rosneft.ru; ORCID: 0000-0002-5934-8058
- <sup>2</sup> Specialist, Tyumen Petroleum Research Center  
k bkuziv@tnnc.rosneft.ru
- <sup>3</sup> Deputy Director of the Department, Rosneft Oil Company (Moscow)  
o\_loznyuk@rosneft.ru
- <sup>4</sup> Manager, Rosneft Oil Company (Moscow)  
y\_arkhipov@rosneft.ru

### **Abstract**

An integrated approach to modeling implies the construction of a single digital model of the object, which consists of related models of the reservoir, wells and surface facilities. The integrated model makes it possible not only to optimize the operation of surface elements, but also to take into account the mutual influence of system objects. Creation of a permanently operating integrated model (PDIM) is of great practical importance in PJSC NK Rosneft, since it allows performing long-term calculations for various scenarios of gas production, as well as substantiating rational technological modes of gas field operation.

The paper examines the stages of building an integrated model of a gas field in the Turonian reservoir of one of the fields in Western Siberia, the main elements of which are: a three-dimensional hydrodynamic model, well models and a surface infrastructure model. The Petroleum Experts software package (Prosper, Gap, Resolve) is used to create a model and carry out calculations.

---

**Citation:** Kholkina Yu. D., Kuziv K. B., Loznuk O. A., Arkhipov Yu. A. 2021. "Optimizing onshore infrastructure for large gas field using integrated modeling". Tyumen State University Herald. Physical and Mathematical Modeling. Oil, Gas, Energy, vol. 7, no. 4 (28), pp. 147-162. DOI: 10.21684/2411-7978-2021-7-4-147-162

---

The article analyzes the predicted technological indicators of the gas field operation according to the base case, on the basis of which optimization approaches to the development of the Turonian deposit are formed. The authors have proposed an option that takes into account the operation of mobile compressor units (MCU) in order to reduce capital investments for large site facilities. The paper also considers the option of reconfiguring the gas gathering network (GSS), which provides for a decrease in the number of collectors. The option will reduce the cost of construction of the GSS and minimize the mutual influence of the work of the bushes on each other.

Summing up, a technical and economic assessment of the base and alternative options was carried out, based on the results of which the most rational option for the development of the T.

### **Keywords**

Integrated modeling, mobile compressor units, distributed compression, ground infrastructure optimization, gas gathering network reconfiguration.

**DOI: 10.21684/2411-7978-2021-7-4-147-162**

### **REFERENCES**

1. Bekirov T. M., Shatalov A. T. 1986. Collection and preparation for transport of natural gases. Moscow: Nedra. 856 p. [In Russian]
2. Vyakherov R. I., Gritsenko A. I., Ter-Sarkisov R. M. 2002. Development and operation of gas fields. Moscow: Nedra-Businesscenter. 65 p. [In Russian]
3. Eranov A. P. 2008. "Development of domestic screw compressor building". Milestones and achievements, vol. 5, pp. 8-12. [In Russian]
4. Siebert G. K., Sedykh A. D., Kashitsky Yu. A. 2001. Preparation and processing of hydrocarbon gases and condensate. Technologies and equipment. Moscow: Nedra-Business Centre. 316 p. [In Russian]
5. Kostyuchenko S. V., Kudryashov S. V., Vorobiev P. V. 2003. "Integrated models for the design of consistent oil recovery and recovery systems". Oil industry, vol. 11, pp. 100-103. [In Russian]
6. Markman P. G., Korkin R. V. 2005. Optimization of pipeline systems. Tomsk: Heriot-Watt. 126 p. [In Russian]
7. Menshikov S. N., Varyagov S. A., Kharitonov A. N., Kiselev M. N. 2019. "Use of integrated modeling systems to substantiate the technological regime of gas field operation". Oilfield business, vol. 2, pp. 64-69. 1. DOI: 10.30713/0207-2351-2019-2-64-69
8. Ohay V. A. 2015. Economic and energy efficiency of using domestic MCUs in the production of low-pressure Cenomanian gas. Scientific forum. Siberia, vol. 1, pp. 59-61. [In Russian]
9. Poushev A. V., Gataullin T. I., Sullagaev A. V., Prokopenko A. V. 2019. "An integrated approach to the selection of a concept for the development of a unique gas condensate field". Gas industry, vol. 2 (780), pp. 52-59. [In Russian]
10. Sakun I. A. 1970. Screw compressors. Leningrad: Mashinostroenie. 400 p. [In Russian]