

ОПТИМИЗАЦИЯ ТЕХНИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ ПО ОБУСТРОЙСТВУ ЗАЛЕЖИ ВО ВЗАИМОСВЯЗИ С ПОКАЗАТЕЛЯМИ РАЗРАБОТКИ НА ПРИМЕРЕ КЫНСКО- ЧАСЕЛЬСКОЙ ГРУППЫ МЕСТОРОЖДЕНИЙ (РОССИЯ)

УДК 622.279.23/7

А.А. Тараник, ПАО «ЮЖНИИГИПРОГАЗ» (Донецк, Украина),
taranik@ungg.org

А.А. Реутов, ПАО «ЮЖНИИГИПРОГАЗ», reutov@ungg.org

К.Г. Аленгоз, ООО «ИНСТИТУТ ЮЖНИИГИПРОГАЗ» (Ростов-на-Дону, РФ),
alengoz_kg@yuzh-gaz.donetsk.ua

Фундаментом любого проекта по обустройству месторождений нефтегазовой отрасли выступают показатели разработки, на основании которых принимаются технические решения по подготовке углеводородного сырья и аппаратурному оформлению процессов. Получение достоверных показателей разработки на стадии предпроектных проработок является важным этапом обустройства и обеспечивает принятие оптимальных технических решений с максимальной эффективностью капитальных вложений. В настоящей статье на примере Кынско-Часельской группы месторождений (Ямало-Ненецкий автономный округ, Россия) освещены проблемы обустройства многопластовых месторождений и пути оптимизации технических решений. Рассмотрены вопросы вариантности системы сбора газа в условиях разнонаправленной динамики показателей разработки пластов с выбором оптимальных диаметров шлейфов, геолого-геофизических характеристик разрабатываемых пластов, гидравлических потерь системы и равномерного выноса пластовой жидкости. Затрагивается вопрос компримирования газа с выделением вариантов раздельного и совместного транспорта газов пласта ПК1 сеноманской залежи и пласта Т туронской залежи. Все решения находились в тесной взаимосвязи с приоритетными интересами газодобывающей компании в получении приемлемых значений технико-экономических показателей разработки по двум пластам одновременно. Представленный в статье комплексный подход к решению задач проектирования, эффективной разработке и эксплуатации газоконденсатного месторождения позволяет снизить капитальные, производственные и дисконтированные затраты на обустройство месторождения. За счет этого повышается экономическая привлекательность разработки многопластовых месторождений. На основании результатов работы даны предложения о необходимости тесного сотрудничества проектных организаций с недропользователями в решении актуальных задач по оптимизации технических решений современной нефтегазовой промышленности в совокупности с показателями разработки.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: ОПТИМИЗАЦИЯ, ОБУСТРОЙСТВО, КАПИТАЛЬНЫЕ ЗАТРАТЫ, ЭКСПЛУАТАЦИОННЫЕ ЗАТРАТЫ, МЕСТОРОЖДЕНИЕ.

Одной из важных задач современной нефтегазовой промышленности России является эффективное освоение существующих и разработка новых газовых, нефтегазовых и газоконденсатных месторождений северных регионов, в том числе на п-ове Ямал. В связи с этим обобщение накопленного опыта в проектировании и эксплуатации месторождений

Ямало-Ненецкого автономного округа и севера Тюменской обл. в вопросах оптимизации технических решений при обустройстве промысла представляется актуальной задачей. В первую очередь усилия должны быть направлены на выработку подходов к снижению капитальных и эксплуатационных затрат на обустройство месторождений. Это позволит повысить заинтересо-

ванность нефтегазовых компаний в более эффективном использовании месторождений и быстро трансформировать научный и производственный потенциал в технологические проекты с реальными инвестициями.

СОСТОЯНИЕ ВОПРОСА

Каждое месторождение обладает рядом индивидуальных особенностей. Тем не менее, опираясь

Taranik A.A., YUZHNIIGIPROGAZ PJSC (Donetsk, Ukraine), taranik@ungg.org

Reutov A.A., YUZHNIIGIPROGAZ PJSC, reutov@ungg.org

Alengoz K.G., INSTITUTE YUZHNIIGIPROGAZ LLC (Rostov-on-Don, Russian Federation),
alengoz_kg@yuzh-gaz.donetsk.ua

Optimization of technical solutions on field construction in relation with development parameters illustrated by the Kynsko-Chaselskaya group of fields (Russian Federation)

The development parameters are the basis of any project of the oil and gas field facilities construction. The technical decisions on the raw hydrocarbons treatment and process instrumentation are based on these parameters. Obtaining reliable development parameters at the stage of engineering studies is an important phase in the construction. It ensures the adoption of optimal technical solutions with the maximum efficiency of capital investments. The article discusses the problems of development of multi-layer deposits and the ways of the technical solutions optimization, using the example of the Kynsko-Chaselskaya group of fields (Yamal-Nenets Autonomous District, Russian Federation).

The issues of variability of the gas gathering system in conditions of multidirectional dynamics of reservoir development parameters with selection of optimal diameters of flowlines, geological and geophysical characteristics of the developed reservoirs, hydraulic losses of the system and uniform removal of the reservoir fluid are considered. The issue of gas compression is discussed with determination of alternative versions for separate and joint transport of gases from the PK1 reservoir of the Cenomanian deposit and the T reservoir of the Turonian deposit. All decisions were in close relationship with the priority interests of the gas producing company in obtaining acceptable values of the technical and economic indexes of development for two layers simultaneously.

The integrated approach to solving design problems, to effective development and operation of a gas condensate field, which is described in the article, allows reducing capital, production and discounted costs for field development. It increases the economic attractiveness of the multi-layer fields development.

The obtained results allow making the proposals on the necessity of the close cooperation between design organizations and subsoil users in solving the urgent problems of optimization of technical solutions of modern oil and gas industry together with development parameters.

KEYWORDS: OPTIMIZATION, DEVELOPMENT, CAPITAL EXPENSES, OPERATING EXPENSES, FIELD.

на общие закономерности разработки многопластовых месторождений, учитывая особенности строения пластов и способы их обустройства, можно выделить важные направления в выработке подходов к снижению капитальных и эксплуатационных затрат при их проектировании.

Повышение эффективности капитальных вложений в большей мере зависит от разработки и внедрения новых, в достаточной степени апробированных технологических решений при проектировании всего комплекса обустройства месторождения (пласт – скважина – газосборная сеть – установка комплексной подготовки газа (УКПГ) – транспорт газа). Одним из таких решений является сбалансированность показателей разработки скважин, которые обеспечат как поддержание необходимого уровня добычи газа и конденсата, так и минимизацию затрат при строительстве и эксплуатации объекта.

На примере обустройства сеноманских и туронских залежей Ново-Часельского месторождения рассмотрим проблемные вопросы системы сбора газа. Выводы данной работы могут быть учтены при сборе газа из пластов любых многопластовых месторождений.

ПОСТАНОВКА ЗАДАЧИ

Анализ технологических показателей разработки сеноманской (пласт ПК1) и туронской (пласт Т) залежей Ново-Часельского месторождения показал, что устьевые параметры в рассматриваемый период (2017–2040 гг.) будут различаться по производительности и давлению. В начальный период разработки добыча газа из пластов ПК1 и Т составляет 10,45 и 0,34 млн м³/сут, соответственно, при этом устьевые давления находятся на одном уровне. По мере разработки пластов будут наблюдаться разнонаправленная динамика добычи газа (в 2033 г. пласт ПК1 – 5,1 млн м³/сут,

пласт Т – 8,46 млн м³/сут) и разное по скорости снижение устьевых давлений (в 2033 г. разница устьевых давлений – 4 МПа).

Проектирование обустройства месторождений с учетом данных показателей требует индивидуального подхода к выбору оптимальных решений по системе сбора продукции скважин, а также технологии подготовки и компримирования газа. Основной задачей при этом является реализация решений, позволяющих повысить экономическую эффективность проекта в целом.

РЕЗУЛЬТАТЫ ИССЛЕДОВАНИЙ

При разработке технических решений по обустройству УКПГ Ново-Часельского месторождения (рис. 1) ООО «ИНСТИТУТ ЮЖНИИГИПРОГАЗ» столкнулось с необходимостью оптимального выбора конструкции газосборной сети данного месторождения. Поскольку месторождение по своей структуре является многопласто-



Рис. 1. Кынско-Часельский лицензионный участок, включающий пять месторождений: Кынское, Фахировское, Ново-Часельское, Усть-Часельское, Верхне-Часельское
Fig. 1. The Kynsko-Chaselsky license area including five fields: Kynskoe, Fakhirovskoe, Novo-Chaselskoe, Ust-Chaselskoe, Verkhne-Chaselskoe

Таблица 1. Геолого-геофизические характеристики объектов разработки
Table 1. Geological and geophysical characteristics of development objects

Параметр Parameter	Пласты Reservoirs	
	ПК1 (сеноман) PK1 (Cenomanian)	Т (турон) T (Turonian)
Средняя глубина залегания кровли (абсолютная отметка), м Average depth of the top occurrence (absolute depth mark), m	960	860
Тип залежи Type of deposit	Пластовая, сводовая Bedded roof deposit	Массивная Massive
Средняя газонасыщенная толщина, м Average net gas thickness, m	11,20	12,00
Коэффициент газонасыщенности Gas saturation factor	0,74	0,57
Проницаемость, 10^{-3} мкм ² Permeability, 10^{-3} mkm ²	323	30
Начальная пластовая температура, °С Initial reservoir temperature, °C	22	20
Начальное пластовое давление, МПа Initial reservoir pressure, MPa	10,10	9,70
Начальное устьевое давление, МПа Initial wellhead pressure, MPa	9,8	8,8
Абсолютная отметка газоводяного контакта, м Absolute mark of gas-water contact, m	982	887

вым, возникла потребность проведения сравнительного анализа совместного (транспорт газа из пласта сеноманской залежи и пласта туронской залежи осуществляется совместно по общей газосборной сети) или раздельного сбора газа.

Таким образом, институтом была выполнена технико-экономическая оценка следующих вариантов системы сбора сеноманского и туронского газа Ново-Часельского месторождения: раздельная добыча сеноманского и туронского газа (вариант 1) и совместная добыча сеноманского и туронского газа (вариант 2).

Основные геолого-геофизические характеристики объектов Ново-Часельского месторождения представлены в табл. 1.

При расчете вариантов транспорта продукции скважин до УКПГ были установлены следующие критерии:

- выбор диаметров шлейфов с учетом рабочих дебитов скважин, темпов падения пластового давления в течение всего рассматриваемого периода эксплуатации месторождения по каждому разрабатываемому пласту;
- система сбора при совместной добыче газа сеноманской и туронской залежей имеет оптимальные диаметры, обеспечивающие максимально возможное сохранение потенциальной энергии пласта;
- обеспечение равномерного выноса жидкой фазы пластового флюида в течение всего периода эксплуатации (поддержание скорости газа в коллекторах на достаточном для выноса жидкости уровне);
- обеспечение минимально возможных гидравлических потерь системы сбора газа;
- учет динамики изменения параметров эксплуатации скважин сеноманской и туронской залежей.

На основании результатов теплогидравлических расчетов газосборной сети можно сделать следующие выводы.

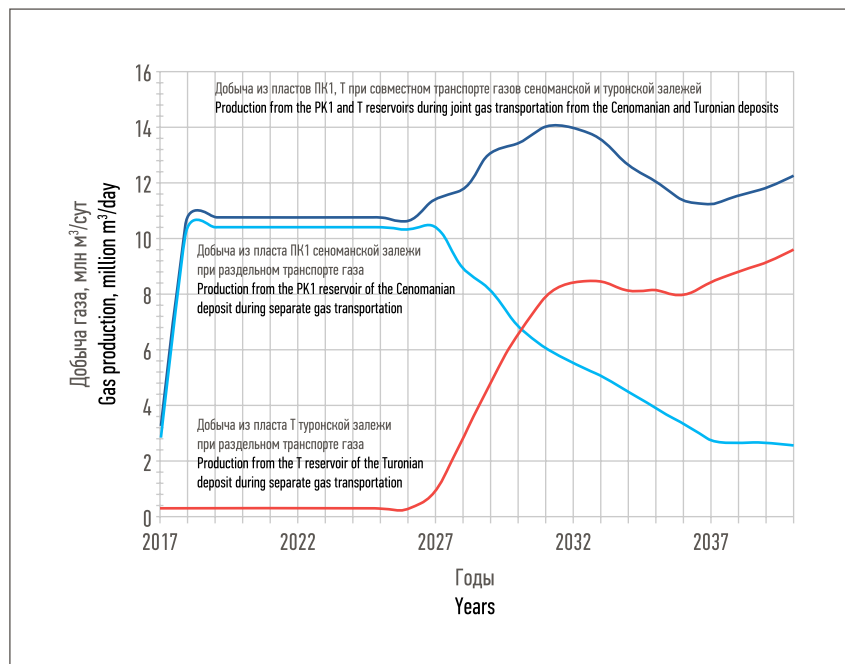


Рис. 2. Динамика изменения добычи из пласта ПК1 сеноманской залежи и пласта Т туронской залежи при совместном и раздельном транспорте газа
Fig. 2. Dynamics of changes in production from the PK1 reservoir of the Cenomanian deposit and the T reservoir of the Turonian deposit during joint and separate gas transportation.

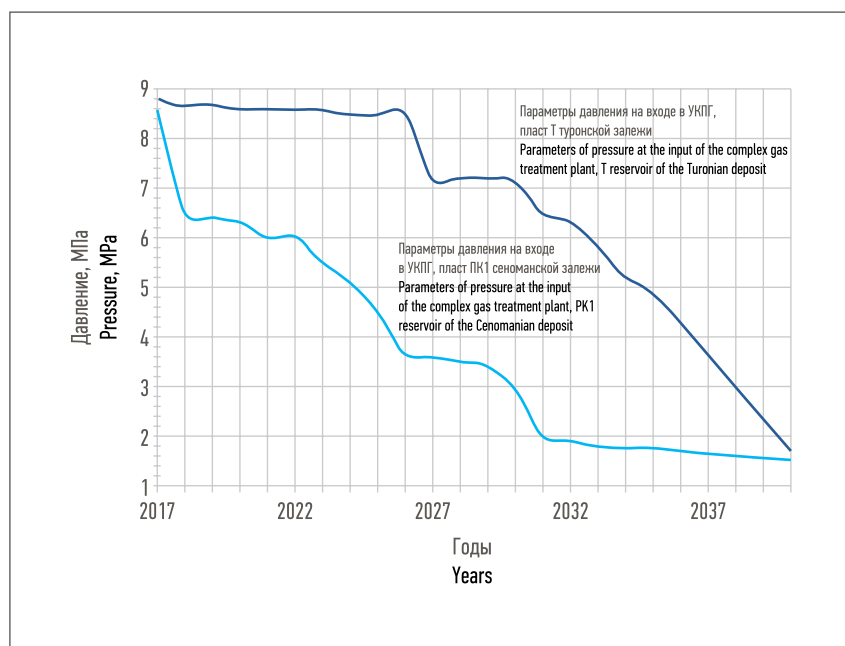


Рис. 3. Динамика изменения давления в газопроводах-шлейфах на входе в УКПГ для газов сеноманской и туронской залежей
Fig. 3. Dynamics of pressure changes in gas pipelines at the inlet to the gas processing unit for gases from the Cenomanian and Turonian deposits

1. В период 2017–2026 гг. прогнозная добыча туронского газа сохраняется на одном уровне (рис. 2) и в совокупности с более высоким по сравнению с пластом

ПК1 устьевым давлением не оказывает существенного влияния на параметры общего потока газа на входе в УКПГ при совместном транспорте сеноманского и ту-

ронского газов. Таким образом, поток сеноманского газа в данном случае является лимитирующим.

2. Начиная с 2027 г. добыча газа туронской залежи интенсифицируется и достигнет своего максимума в 2040 г. (до 9,6 млн м³/сут).

3. В 2027–2040 гг. на фоне нарастания добычи газа туронской залежи произойдет равномерное снижение количества газа, добываемого из сеноманской залежи (со значения ~10,4 млн м³/сут до 2,6 млн м³/сут).

4. Давление в газопроводах-шлейфах на входе в УКПГ при раздельной добыче газа туронской и сеноманской залежей снижается непропорционально относительно друг друга. Так, в 2027–2040 гг. диапазон давлений туронской залежи составит от 7,2 до 1,7 МПа, а сеноманской – от 3,6 до 1,52 МПа (рис. 3).

Различным вариантам транспорта пластовой продукции на УКПГ соответствуют определенные варианты компримирования газа. Совместный транспорт потоков газа пласта ПК1 (сеноман) и Т (турон) предполагает совместное их компримирование начиная с 2024 г. при снижении давления на входе УКПГ до 5,1 МПа. Раздельная система сбора и транспорта потоков газа характеризуется различными по давлению на входе УКПГ параметрами потоков и предполагает компримирование сеноманского газа с 2024 г., туронского – с 2035 г. (бескомпрессорный период составляет 18 лет).

При рассмотрении вариантов компримирования учитывались следующие технические решения:

- строительство отдельных линий сепарации для газов сеноманской и туронской залежей, тогда как для варианта совместного транспорта пластовой смеси предусматривается общая сепарация потоков;
- в докомпрессорный период эксплуатации туронской залежи (2017–2034 гг.) подача газа предусматривается напрямую

Таблица 2. Варианты подготовки сеноманского и туронского газа Ново-Часельского месторождения
Table 2. Variants for the treatment of the Cenomanian and Turonian gas from the Novo-Chaselskoye field

Раздельное компримирование Separate compression			Совместное компримирование Joint compression		
Годы эксплуатации Years of operation	Параметры эксплуатации дожимной компрессорной станции (ДКС) Operation parameters of the boosting compressor station		Сепарация газа, в составе ДКС Gas separation, within the boosting compressor station	Параметры эксплуатации ДКС Operation parameters of the boosting compressor station	Сепарация газа, в составе ДКС (ПК1, Т) Gas separation, within the boosting compressor station (PK1, T)
	Пласт ПК1 PK1 reservoir	Пласт Т T reservoir		Пласты ПК1 и Т	
	Число ГПА (10 МВт), шт. Number of gas compressor units (10 MW), individual items	Число ГПА (10 МВт), шт. Number of gas compressor units (10 MW), individual items		Число сепараторов-пробкоуловителей, шт. Number of slug catchers, individual items	
2017–2023	Не эксплуатируется Is out of service		Не эксплуатируется Is out of service	Не эксплуатируется Is out of service	Не эксплуатируется Is out of service
2024	1	1 + 1		1	1 + 1
2025	1	1 + 1		1	1 + 1
2026	1	1 + 1		1	1 + 1
2027	1	1 + 1		1	1 + 1
2028	1	1 + 1		1	1 + 1
2029	1	1 + 1		1	1 + 1
2030	1	1 + 1		2	1 + 1
2031	1	1 + 1		3	1 + 1
2032	1	1 + 1		3	1 + 1
2033	1	1 + 1		3	1 + 1
2034	1	1 + 1		3	1 + 1
2035	2 (сеноман и турон) (Cenomanian and Turonian)	2 + 1		3	1 + 1
2036	2 (сеноман и турон) (Cenomanian and Turonian)	2 + 1		3	1 + 1
2037	2 (сеноман и турон) (Cenomanian and Turonian)	2 + 1		3	1 + 1
2038	2 (сеноман и турон) (Cenomanian and Turonian)	2 + 1		3	1 + 1
2039	3 (сеноман и турон) (Cenomanian and Turonian)	2 + 1		3	1 + 1
2040	3 (сеноман и турон) (Cenomanian and Turonian)	2 + 1		3	1 + 1

в абсорберы (с учетом его частичного дросселирования для возможности совмещения с газом сеноманской залежи);

• при переходе добычи газа туронской залежи на компрессорный период предусматривается его совместное компримирование

с газом сеноманской залежи для исключения необходимости строительства отдельных газоперекачивающих агрегатов (ГПА) –

Таблица 3. Экономические показатели сравнения
Table 3. Economic comparative indicators

Показатель Indicator	Варианты Variants	
	Раздельный (вариант 1) Separate (variant 1)	Совместный (вариант 2) Joint (variant 2)
Капитальные вложения без НДС, всего, млн руб. Capital expenditure without value added tax, total, million roubles	6864,60	6234,60
Производственные расходы за расчетный период, всего, млн руб. Operating expense for accounting period, total, million roubles	11 154,90	10 360,60
Суммарные дисконтированные затраты, млн руб. Total discounted expenses, million roubles	2618,20	2727,20

рабочий + резервный. Эти решения позволяют сдвинуть ввод в эксплуатацию ГПА на более поздний период по сравнению с вариантом совместного транспорта (табл. 2).

Таким образом, для варианта раздельного транспорта в период 2024–2034 гг. предполагается компримирование только потока газа сеноманской залежи, туронская залежь может эксплуатироваться в бескомпрессорном режиме, учитывая ее потенциал пластового давления, а с 2035 г. компрессорная станция может быть переведена в режим совместного компримирования сеноманского и туронского газа.

Вариант совместного транспорта предполагает компримирование общего потока газа сеноманской и туронской залежей начиная с 2024 г. и характеризуется более высокой (по сравнению с вариантом раздельного транспорта) мощностью, что объясняется большей производительностью компрессорного цеха с первых лет эксплуатации. Кроме того, вариант совместного транспорта газа имеет интенсивную динамику ввода ГПА, обусловленную увеличением добычи газа туронской залежи в совокупности со снижением устьевого давления на скважинах сеноманской залежи.

Учитывая, что общее число устанавливаемых ГПА по вариантам не различается (различия только в динамике их ввода

и мощностей по сепарации газа), тот или иной вариант компримирования необходимо рассматривать комплексно с учетом оптимального варианта газосборной сети.

СРАВНЕНИЕ ЭКОНОМИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ

Экономическим критерием оценки вариантов выступала величина дисконтированных затрат, приведенных в табл. 3. Первый вариант, несмотря на более высокие капитальные вложения и производственные расходы, имеет преимущество по сравнению со вторым, а его реализация позволит сэкономить около 100 млн руб. по сравнению с вариантом 2. Это объясняется более поздним вводом мощностей компримирования в варианте 1.

Таким образом, раздельный транспорт газов сеноманской и туронской залежей является оптимальным как с точки зрения суммарных дисконтированных затрат по объекту, обеспечения критериев при расчетах газосборной сети, так и с точки зрения компримирования газа.

Важно отметить, что экономические показатели различных вариантов системы сбора «сухого» газа Ново-Часельского месторождения достаточно близки. Учитывая это, сценарий совместного транспорта может быть уточнен с точки зрения снижения капитальных, производственных и дисконтированных

затрат при условии оптимизации (минимизации разности устьевых давлений, менее динамичного падения давления, равномерной добычи газа в рассматриваемый период и пр.) показателей работы сеноманской и туронской залежей.

ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО ОПТИМИЗАЦИИ ПОКАЗАТЕЛЕЙ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Сбалансированные показатели разработки эксплуатации многопластовых месторождений (между пластами добычи) позволят минимизировать капитальные и эксплуатационные затраты по их обустройству и, соответственно, повысят экономическую эффективность реализации проектов обустройства месторождений, что является актуальным в условиях снижения стоимости на энергоносители.

Получение сбалансированных показателей возможно за счет совместной работы геологов, институтов, выполняющих проекты разработки месторождений, и инженеров-проектировщиков, разрабатывающих проекты обустройства месторождений.

Для эффективного продвижения идеи такое сотрудничество должно иметь место на предпроектной стадии. Основная цель этого сотрудничества состоит в максимально возможном учете технических решений по обустройству промысла в проектах разработки месторождений. ■