

Интегрированная модель как фундамент для выбора способа эксплуатации на месторождении с высоким содержанием газа

DOI: 10.24411/2076-6785-2019-10043

К.И. Повышевзаместитель начальника ДКП
Povyishev.KI@gazpromneft-ntc.ru**С.А. Вершинин**начальник технологического отдела ДКП
Vershinin.SA@gazpromneft-ntc.ru**А.Н. Блябляс**главный специалист технологического отдела ДКП
Blyablyas.AN@gazpromneft-ntc.ru**О.С. Верниковская**ведущий специалист технологического отдела ДКП
Vernikovskaya.OS@gazpromneft-ntc.ru

ООО «Газпромнефть НТЦ», Тюмень, Россия

Настоящая статья описывает особенности проектирования разработки и обустройства инфраструктуры Новопортовского нефтегазоконденсатного месторождения. В отличие от традиционных запасов для нефтегазоконденсатных месторождений с высоким газовым фактором зачастую невозможно применение механизированного способа добычи (УЭЦН, УШГН). Для решения данного вопроса мировыми лидерами отрасли разрабатываются специальные инструменты и технологии, внедрение которых позволит решать возникающие вызовы. Целью работы является внедрение и адаптация новых технологий добычи нефти в узких зонах работы скважин. В представленной работе использовано новое применение интегрированной модели для локального определения эффективности газлифтной эксплуатации. Разработанная авторами экономическая модель позволила выявить основные статьи затрат, влияющие на выбор способа эксплуатации. Полученный в результате выполнения представленной работы опыт может стать основой для прогнозирования и лучшего выбора способа эксплуатации.

Введение

С увеличением сложности геологических профилей, специфики месторождений с высоким содержанием газа и требований к эффективности разработки активов компаний, возникают новые вызовы, которые требуют использования высокотехнологичных подходов и нового инструментария для решения поставленных задач. Все чаще ключевой целью нефтяных компаний оказывается повышение эффективности «осложненных» месторождений, разработка газоконденсатных залежей и нефтяных оторочек.

Интерес к разработке новых подходов для повышения эффективности эксплуатации Новопортовского месторождения вызван большим потенциалом актива. Несмотря на то, что месторождение открыто в 1964 году, запасы объекта составляют более 250 млн тонн нефти и конденсата, более 270 млрд м³ газа, которые сосредоточены в пяти пластах. Новопортовское месторождение — самое северное и наиболее крупное на полуострове Ямал, но сложность его разработки и обустройства вызвана его географией и отсутствием транспортной инфраструктуры, сколько наличием газовой шапки, низкой проницаемостью коллекторов, присутствием подстилающей воды и большим газосодержанием в скважинной продукции.

Высокое содержание газа осложняет процесс добычи продукции. Основным способом эксплуатации в существующих реалиях полуострова Ямал является механизированный способ добычи установками погружных электроцентробежных насосов (далее — УЭЦН)

по прокатной схеме. Учитывая автономность северного района, высокую стоимость проката оборудования и низкую эффективность работы УЭЦН на жидкости с высоким содержанием растворенного газа, возникает спорный вопрос, существует ли инструмент, позволяющий прогнозировать режим работы при разных способах эксплуатации скважин.

Существующие модели и методики оценки поведения месторождения не позволяют в полной мере спрогнозировать темпы прорыва газа, оптимизировать работу скважин при краткосрочном оперативном прогнозировании, адресно подобрать оптимальные способы эксплуатации.

В настоящей работе будет описано применение интегрированного моделирования для адресной оценки способа эксплуатации скважин Новопортовского месторождения. Также в рамках работы выполнена технико-экономическая оценка рассматриваемых вариантов, даны рекомендации по повышению эффективности разработки и обустройства в условиях осложняющих факторов.

Интегрированное моделирование как инструмент для прогнозирования сценария эксплуатации

Интегрированная модель — единая цифровая модель месторождения, состоящая из связанных моделей пласта, скважин и поверхностного обустройства. Модель осуществляет расчет кривой притока, корректирует дебиты скважин и выполняет узловой анализ. Благодаря интегрированному моделированию создаются алгоритмы управления пластом и сценарии эксплуатации. Средствами математического моделирования ПО Petroleum Experts была построена и рассчитана интегрированная модель разрабатываемого месторождения для разных сценариев разработки [2].

Для выполнения исследования были выбраны 4 кустовые площадки, находящиеся в стадии проектирования: №№ А, В, С, D (рис. 1).

Учитывая гидродинамическую модель пласта на данных кустовых площадках наблюдается постоянный рост содержания растворенного газа. Учитывая нестабильную работу насосного оборудования при работе в условиях высокого газового фактора, было принято решение рассмотреть поведение газлифтного подъемника в этих условиях. Цифровая модель позволила сравнить целевой способ эксплуатации электроцентробежными насосами с альтернативной технологией в виде газлифтной эксплуатации.

По результатам расчета на интегрированной модели на базовый сценарий добычи УЭЦН весь добывающий фонд скважин Новопортовского месторождения можно разделить на три основные категории (рис. 1а):

1 — фонтанирование на целевом — Рзабойное = Рцелевое;

2 — ЭЦН на целевом — Рзабойное =

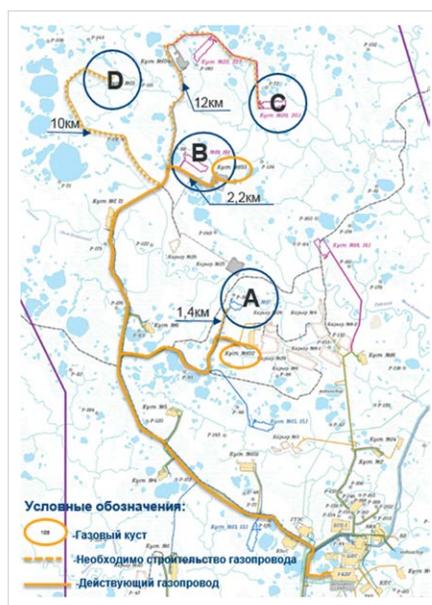


Рис. 1 — Кустовые площадки- кандидаты для технико-экономического анализа
Fig. 1 — oil sites - candidates for feasibility analysis

Материалы и методы

Благодаря проектному методу была выполнена декомпозиция существующей проблемы на составные части. Средствами математического моделирования Petex, OLGA, Pipesim была построена и рассчитана интегрированная модель разрабатываемого месторождения. Используя гидродинамическое моделирование и статистико-вероятностный метод, удалось спрогнозировать работу проектируемых объектов сроком на 20 лет. Цифровая модель позволила сравнить целевой способ эксплуатации электроцентробежными насосами с альтернативной технологией в виде газлифтной эксплуатации. Углубленный анализ работы фонда и адресное внедрение газлифтных скважин, обеспечит дополнительный прирост добычи нефти от 150 до 780 тыс. тонн с каждого нефтяного куста за 20 лет.

Ключевые слова

интегрированная модель, концептуальное проектирование, выбор способа эксплуатации, газлифтный способ добычи нефти, электроцентробежный погружной насос, прогнозирование добычи нефти

Куст	А (22 скв.)		В (24 скв.)		С (24 скв.)		D (21 скв.)	
Способ эксплуатации	Газлифт	УЭЦН	Газлифт	УЭЦН	Газлифт	УЭЦН	Газлифт	УЭЦН
Добыча жидкости, тыс. тонн	8 085	7 850	6 173	6 115	8 449	8 372	6 472	6 392
Добыча нефти, тыс. тонн	3 522	3 361	2 226	2 192	2 937	2 894	1 433	1 406

Таб. 1 — Объемы добычи при различных способах эксплуатации

Рцелевое, скважины не фонтанируют или фонтанируют с Рзбойное > Рцелевое, при этом целевые параметры могут быть обеспечены при эксплуатации скважин УЭЦН, свободное содержание газа на приеме насоса — Газожидкостный фактор \leq Газожидкостный фактор критический;

3 — скважины фонтанируют с Рзбойное > Рцелевое, при этом целевые параметры не могут быть обеспечены, т.к. свободное содержание газа на приеме насоса — Газожидкостный фактор > Газожидкостный фактор критический.

Кандидатами для перевода на газлифтную добычу являются скважины 2-ой и 3-ей группы.

Основная задача исследования — сравнить газлифтный способ эксплуатации с работой электроцентробежных насосов в части капитальных и операционных затрат, а также прироста добычи нефти в рассматриваемом периоде времени 2020–2040. Другими словами, подобрать такие режимы работы скважин, чтобы обеспечить работу фонда на целевых забойных давлениях как можно дольше.

На рис. 2 изображена принципиальная схема работы газлифтных скважин. Существует множество комбинаций данной схемы, однако принципиальные решения неизменны: закачка активного газа, узлы учета

и регулирования, а также подземная компоновка, включающая газовые клапана и мандри [3].

Основными достоинствами газлифтной эксплуатации недропользователи отмечают стабильную работу с высоким газовым фактором, высокую надежность оборудования, обеспечивающую высокий межремонтный период, низкие эксплуатационные затраты. В качестве ограничений следует отметить необходимость подготовки газа перед закачкой и высокие капитальные затраты на систему газораспределения и повышение давления газа перед закачкой [4]. Тем не менее, для текущих условий эксплуатации Новопортовского месторождения газлифтный подъемник может явиться альтернативной технологией добычи против существующей прокатной схемы УЭЦН.

Средствами интегрированного моделирования был выполнен расчет для четырех кустовых площадок, общий потенциал для внедрения составляет 91 скважина.

Технико-экономическая оценка рассматриваемых способов эксплуатации

Выполнив оценку объемов добычи в расчетном периоде 2020–2040 (таб. 1), можно судить о эффективности рассматриваемой технологии.

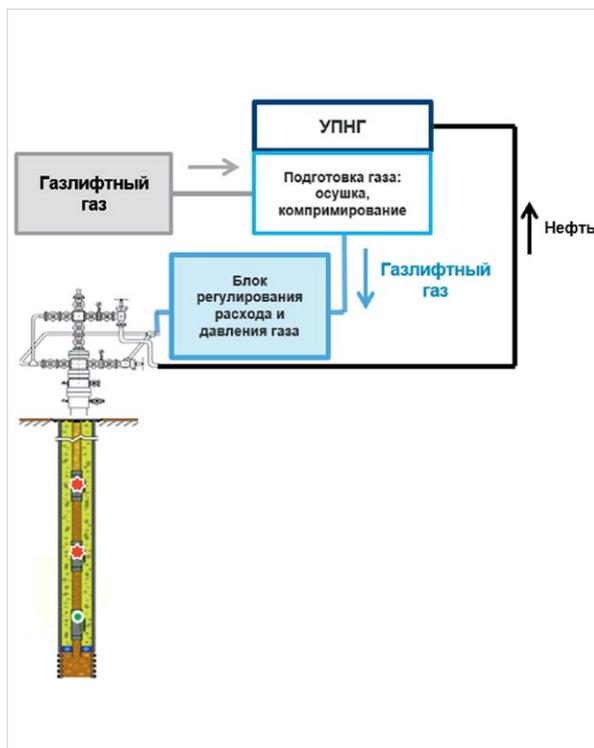


Рис. 2 — Принципиальная технологическая схема газлифтной эксплуатации

Fig. 2 — The basic technological scheme of gas-lift operation

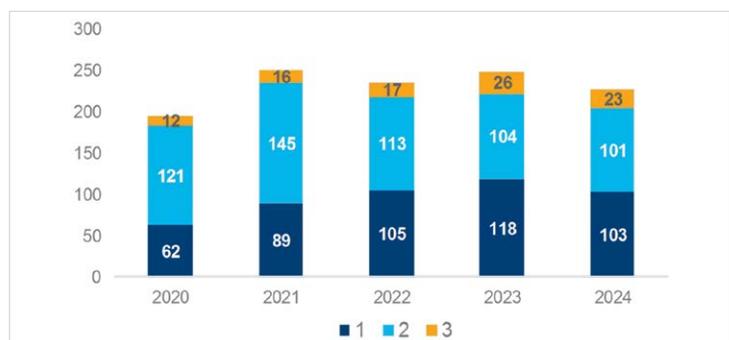


Рис. 1а — Распределение фонда скважин по способам эксплуатации
Fig. 1а — Distribution of wells by operating methods



Fig. 3 — The relationship between the flow rate of the liquid and the gas flow
Рис. 3 — Зависимость между дебитом жидкости и расходом газа

Как и следовало ожидать, газлифтная эксплуатация обеспечивает более продолжительную работу на целевых забойных давлениях. Другими словами, газлифтный подъемник обеспечивает стабильную работу в период, когда работа УЭЦН уже невозможна из-за высокого содержания газа на приеме насоса, а фонтанирования на целевом забойном давлении еще не происходит из-за отсутствия достаточного объема собственного газа [5].

Не стоит забывать, что стоимость одного комплекта газлифтного оборудования составляет порядка 10 млн рублей. Кроме того, оборудование нуждается в ежегодном ремонте и обслуживании (порядка 800 тыс. руб./год), поэтому, несмотря на кажущиеся

преимущества в добыче, следует разобратся, будет ли достаточным этот прирост по нефти, чтобы окупить капитальные затраты на реализацию проекта.

Газлифтная эксплуатация на кусте №А обеспечивает прирост нефти +161 тыс. тонн в расчетном периоде. Накопленный дисконтированный поток +908 млн руб.

Газлифтная эксплуатация на кусте №В обеспечивает прирост нефти +34 тыс. тонн в расчетном периоде. Накопленный дисконтированный поток составляет –133 млн руб.

Газлифтная эксплуатация на кусте №С обеспечивает прирост нефти +43 тыс. тонн в расчетном периоде. Накопленный дисконтированный поток составляет –201 млн руб.

Газлифтная эксплуатация на кусте №D

обеспечивает прирост нефти +27 тыс. тонн в расчетном периоде. Накопленный дисконтированный поток составляет –365 млн. руб.

Одним из основных источников капитальных затрат, кроме газлифтного оборудования, является система газопроводов высокого давления, поэтому удаленность кустов от системы газоснабжения также играет немаловажную роль.

Следует отметить, что при сравнении вариантов эксплуатации, ключевым фактором, оказывающим экономическую чувствительность, является именно прирост добычи в расчетном периоде, а не затраты на реализацию проекта. Это отчетливо видно на примере оценки экономической чувствительности вариантов (рис. 4)

Как следует из технико-экономической оценки куста №А, дополнительный прирост нефти +161 тыс. тонн обеспечивает компенсацию капитальных затрат на реализацию газлифтной эксплуатации. Для того, чтобы варианты УЭЦН–Газлифт стали экономически равнозначными, необходимо увеличить вдвое капитальные затраты на газлифтное оборудование, либо снизить добычу нефти на 4,3% с кустовой площадки за весь расчетный период. Следует учитывать тонкости гидродинамической модели и понимать, что результаты одного куста нельзя транслировать на все месторождение. Так, например, реализация газлифтной эксплуатации на кусте №В не обеспечивает прирост по нефти в достаточной мере, чтобы окупить реализацию газлифтного способа.

Существующие риски и ограничения

Необходимо понимать и учитывать, что газлифтный способ эксплуатации ни в коем случае не увеличивает коэффициент извлечения нефти. Дополнительная добыча возникает вследствие смещения временного интервала добычи при работе на целевых забойных давлениях, другими словами, позволяет добыть продукцию раньше. Стоит отметить, что в данном конкретном случае, «переходный период» для эффективной работы газлифтного оборудования составляет 3–5 лет, после чего целевые скважины переходят в режим фонтанирования и газлифтное оборудование не эксплуатируется. Кроме того, одним из самых главных рисков можно выделить то, что интегрированная модель работает по исходным данным гидродинамики и малейшие неточности влияют на расчет. Учитывая, что ключевым cost-драйвером является добыча нефти, отклонения по этому показателю недопустимы.

Итоги

В представленной работе использовано новое применение интегрированной модели для локального определения эффективности газлифтной эксплуатации.

Выводы

Используя интегрированное моделирование удалось спрогнозировать работу проектируемых объектов сроком на 20 лет. Разработанная авторами экономическая модель позволила выявить основные статьи затрат, влияющие на выбор способа эксплуатации.

Полученный в результате выполнения представленной работы опыт может стать основой

Показатели	Ед. изм.	Газлифт	ЭЦН	Разница
Добыча нефти	тыс. т	3 522	3 361	161
Добыча жидкости	тыс. т	8 085	7 850	
Капитальные вложения	тыс. руб.	578 251	70 547	507 704
Операционные затраты	тыс. руб.	296 629	633 561	-336 932
Накопленный поток наличности	- " -	35 274 905	33 828 881	
Накопленный дисконт. поток / NPV	- " -	20 581 010	19 673 043	907 966

Tab. 2 — Экономическая оценка реализации газлифтной эксплуатации для куста №А
Tab. 2 — Economic appraisal of gas-lift operation sales for bush №А

Показатели	Ед. изм.	Газлифт	ЭЦН	Разница
Добыча нефти	тыс. т	2 226	2 192	34
Добыча жидкости	тыс. т	6 173	6 115	
Капитальные вложения	тыс. руб.	671 263	32 267	638 996
Операционные затраты	тыс. руб.	331 461	750 483	-419 022
Накопленный поток наличности	- " -	21 943 148	21 832 673	
Накопленный дисконт. поток / NPV	- " -	10 170 167	10 302 815	-132 649

Tab. 3 — Экономическая оценка реализации газлифтной эксплуатации для куста №В
Tab. 3 — Economic appraisal of gas-lift operation sales for bush №В

Показатели	Ед. изм.	Газлифт	ЭЦН	Разница
Добыча нефти	тыс. т	2 937	2 894	43
Добыча жидкости	тыс. т	8 449	8 372	
Капитальные вложения	тыс. руб.	904 963	51 333	853 630
Операционные затраты	тыс. руб.	382 072	976 729	-594 657
Накопленный поток наличности	- " -	28 998 283	28 838 299	
Накопленный дисконт. поток / NPV	- " -	14 681 395	14 882 619	-201 224

Tab. 4 — Экономическая оценка реализации газлифтной эксплуатации для куста №С
Tab. 4 — Economic appraisal of gas-lift operation sales for bush №С

Показатели	Ед. изм.	Газлифт	ЭЦН	Разница
Добыча нефти	тыс. т	1 433	1 406	27
Добыча жидкости	тыс. т	6 472	6 392	
Капитальные вложения	тыс. руб.	900 744	46 567	854 178
Операционные затраты	тыс. руб.	347 479	848 470	-500 991
Накопленный поток наличности	- " -	13 798 587	13 877 745	
Накопленный дисконт. поток / NPV	- " -	5 657 149	6 022 493	-365 344

Tab. 5 — Экономическая оценка реализации газлифтной эксплуатации для куста №D
Tab. 5 — Economic appraisal of gas-lift operation sales for bush №D

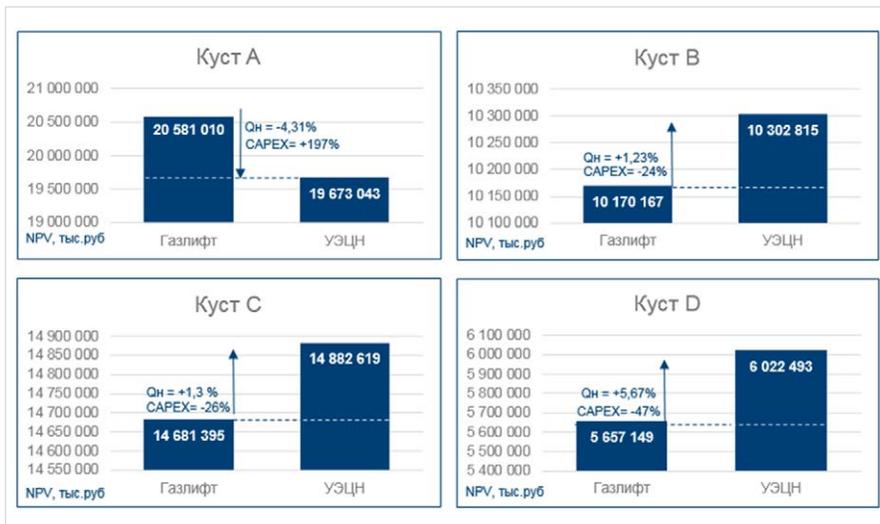


Рис. 4 — Оценка экономической чувствительности вариантов
Fig. 4 — Assessment of the economic sensitivity of options

для прогнозирования и лучшего выбора способа эксплуатации.

Литература

1. Повышев К.И., Вершинин С.А., Верниковская О.С. Особенности разработки, обустройства и эксплуатации нефтегазоконденсатных месторождений. Результаты внедрения, интегрированной модели // Нефтяное хозяйство. 2017. №7. С. 68–71.
2. Повышев К.И., Коптелов А.С. Особенности обустройства нефтегазоконденсатных месторождений // Нефтяное хозяйство. 2016. №9. С. 82–84.
3. Арбузов В.Н. Эксплуатация нефтяных и газовых скважин. Часть 1. Томск: Издательство Томского политехнического университета, 2011. 200 с.
4. Ляпков П.Д. Подбор установки погружного центробежного насоса к скважине. М.: МИНГ. 1987. 71 с.
5. Мищенко И.Т. Расчеты в добыче нефти. М.: Недра, 1989. 245 с.

Integrated model as a foundation for choosing the method of operation at a gas-rich field

Authors

Konstantin I. Povyshhev — deputy head of DCT; Povyshhev.KI@gazpromneft-ntc.ru

Sergey A. Vershinin — head of technological department of DCT; Vershinin.SA@gazpromneft-ntc.ru

Aleksandr N. Blyabiyas — chief specialist of the technology department of DCT; Blyabiyas.AN@gazpromneft-ntc.ru

Ol'ga S. Vernikovskaya — leading specialist of the technological department of DCT; Vernikovskaya.OS@gazpromneft-ntc.ru

«Gazpromneft STC» LLC, Tyumen', Russian Federation

Abstract

This article describes the design features of the development and infrastructure development of Novoportovskoye oil and gas condensate field. Unlike traditional reserves for oil and gas condensate fields with a high gas factor, it is often impossible to use a mechanized method of production (ESP, USGN). To solve this issue, the world leaders of the industry are developing special tools and technologies, the introduction of which will solve the emerging challenges. The purpose of the work is the introduction and adaptation of new technologies of oil production in narrow areas of wells. In the present work, a new application of the integrated model for the local determination of the efficiency of gas lift operation is used. The economic model developed by the authors made it possible to identify the main cost items that affect the choice of the method of operation. The experience obtained as a result of the presented work can become the basis for

forecasting and better choice of the method of operation.

Materials and methods

Thanks to the design method, the existing problem was decomposed into its component parts. By means of mathematical modeling of Petex, OLGA, Pipesim the integrated model of the developed field was constructed and calculated. Using hydrodynamic modeling and statistical-probabilistic method, it was possible to predict the work of the designed objects for a period of 20 years. The digital model made it possible to compare the target method of operation of electric centrifugal pumps with an alternative technology in the form of gas lift operation. In-depth analysis of the Fund and targeted implementation of gas lift wells will provide an additional increase in oil production from 150 to 780 thousand tons from each oil Bush for 20 years.

Keywords

integrated model, conceptual design, choice of method of operation, gas-lift method of oil production, electric submersible pump, oil production forecasting

Results

In the present work, a new application of the integrated model for the local determination of the efficiency of gas lift operation is used.

Conclusions

Using integrated modeling it was possible to predict the work of the designed objects for a period of 20 years. The economic model developed by the authors made it possible to identify the main cost items that affect the choice of the method of operation. The experience obtained as a result of the presented work can become the basis for forecasting and better choice of the method of operation.

References

1. Povyshhev K.I., Vershinin S.A., Vernikovskaya O.S. *Osobennosti razrabotki, obustroystva i ekspluatatsii neftegazokondensatnykh mestorozhdeniy. Rezul'taty vnedreniya, integrirovannoy modeli* [Features of development, arrangement and operation of oil and gas condensate fields. The results of the implementation of the integrated model]. Oil industry, 2017, issue 7, pp. 68–71.
2. Povyshhev K.I., Koptelov A.S. *Osobennosti obustroystva neftegazokondensatnykh mestorozhdeniy* [Oil and gas fields development specifics]. Oil industry, 2016, issue 9, pp. 82–84.
3. Arбузов V.N. *Ekspluatatsiya neftyanykh i gazovykh skvazhin. Chast' 1* [Operation of oil and gas wells. Part 1]. Tomsk: Publishing House of the Tomsk Polytechnic University, 2011, 200 p.
4. Lyapkov P.D. *Podbor ustanovki pogruzhnogo tsentrobezhnogo nasosa k skvazhine* [Selection of submersible centrifugal pump for the oil well]. М.: МИНГ, 1987, 71 p.
5. Mishchenko I.T. *Raschetny v dobyche nefti* [Calculations in Oil Production]. М.: Nedra, 1989, 245 p.