

**ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ ОТЕЧЕСТВЕННЫХ МКУ
ПРИ ДОБЫЧЕ НИЗКОДАВЛЯЮЩЕГО СЕНОМАНСКОГО ГАЗА**
EFFECTIVENESS OF HOME-MADE MOBILE COMPRESSOR UNITS (MCU)
USE AT PRODUCTION OF LOW-PRESSURE CENOMANIAN GAS

А. В. Саранча, В. А. Огай

A. V. Sarancha, V. A. Ogay

Тюменский государственный нефтегазовый университет, г. Тюмень

*Ключевые слова: низкодавяющий газ; мобильная компрессорная установка;
экономическая эффективность; энергетическая эффективность;
сеноманский газовый комплекс*

*Key words: low-pressure gas; a mobile compressor unit; economic efficiency; energy efficiency;
Cenomanian gas complex*

Промышленная добыча сеноманского газа началась в 1972 году с ввода в разработку Медвежьего месторождения, первого в Ямало-Ненецком автономном округе. В 1992 году добыча газа из сеноманских залежей достигла своего исторического максимума и составила 511 млрд м³. В последующие годы в эксплуатацию были введены еще 10 крупных месторождений. Из вводимых в разработку сеноманских залежей до 2011 года также стоит отметить Заполярное месторождение, добыча на котором была начата в 2001 году, а уже в 2010 году на долю данного месторождения приходилось порядка 24 % годовой добычи сеноманского газа.

Последующий ввод более мелких по запасам газа месторождений с 1992 года позволял удерживать добычу в диапазоне 457–497 млрд м³. Однако, в результате естественного истощения пластовой энергии и экономических причин, годовые отборы постепенно снизились до 431 млрд м³ в 2010 году, что составляет около 80 % от суммарной добычи на территории России [1].

На сегодняшний день наиболее крупные и уникальные сеноманские газовые залежи находятся на стадии разработки, характеризуются падением добычи газа и активным внедрением пластовой воды в залежь. Основными проблемами, связанными с эксплуатацией технологического оборудования, на этом этапе являются: снижение продуктивности и дебитов скважин, накопление жидкости на забоях скважин. В процессе разработки происходит закономерное снижение пластовых и устьевых давлений, что накладывает ограничения на возможные режимы работы скважин.

В настоящее время назрела необходимость разработки новых технологий и методов промышленной подготовки углеводородов, а также внедрения высокоэффективного оборудования.

Рассмотрим апробированные и перспективные решения, позволяющие эксплуатировать скважины на завершающем этапе разработки сеноманских залежей «низкодавяющего газа».

К геолого-техническим мероприятиям по поддержанию режима работы самозадавливающихся скважин относятся:

- проведение капитального ремонта скважин, включающего крепление призабойной зоны пласта и водоизоляционные работы;
- периодическая продувка скважин с выпуском газа в атмосферу;
- обработка забоя скважин твердыми и жидкими поверхностно-активными веществами (ПАВ);
- замена насосно-компрессорных труб (НКТ) на трубы меньшего диаметра;
- применение плунжерного лифта;
- использование концентрического лифта;
- циклическая закачка сухого газа в затрубное пространство;
- применение модульных компрессорных установок [2].

Наиболее перспективным решением по эксплуатации скважин на завершающем этапе разработки сеноманских залежей является ввод в узловые точки системы сбора

газа мобильных компрессорных установок, которые обеспечат сжатие газа до необходимых значений давления входа в ДКС.

МКУ базируется на общей стальной раме с внешними блочными устройствами. Работа установки происходит без присутствия обслуживающего персонала. МКУ способны продлить эксплуатацию скважин до устьевого давления 0,1 МПа, что позволит продолжить рентабельную добычу низконапорного газа и достичь максимальной газоотдачи залежи.

В 2011 году на Вынгапуровском месторождении был запущен пилотный проект по вводу мобильных компрессорных установок в рамках опытно-промышленной эксплуатации. А уже в марте 2015 года ООО «Газпром добыча Ноябрьск» подписало договор о приобретении семи установок, которые разместят на четырех площадках газосборной системы Вынгапуровского газового промысла. Это позволит продлить эксплуатацию промысла до конца 2021 г., несмотря на то, что уже сейчас коэффициент извлечения газа сеноманской залежи месторождения составляет более 84 %. По последним данным, публикуемым специалистами ПАО «Газпром», вносятся корректировки в проектно-технические документы на разработку месторождения с учетом внедрения МКУ. По расчетам это позволит увеличить значение накопленного отбора газа, например из сеноманской залежи Ямбургского месторождения, на 8 % с внутренней нормой доходности 15 % [3].

Наряду с увеличением объемов добычи газа применение МКУ обладает рядом таких технологических преимуществ, как:

- снижение негативных последствий накопления жидкости в промысловых системах сбора газа и, как следствие, улучшение условий работы скважин;
- снижение гидродинамических потерь в промысловых трубопроводах за счет увеличения уровня эксплуатационных давлений;
- более гибкое регулирование режимов работы ДКС, что позволит обеспечивать условия эффективной загрузки газоперекачивающих агрегатов (ГПА);
- возможность управления разработкой отдельных зон газовой залежи и рационального использования энергии пластового давления.

На Вынгапуровском газовом промысле эксплуатируются МКУ-450 производства Siemens Nederland N. V. Важно отметить, что отечественные машиностроительные предприятия обладают опытом изготовления МКУ [4].

В связи с принятым высшим руководством Российской Федерации экономическим курсом на импортозамещение, многие отечественные нефтегазовые компании переходят на технологии и оборудование отечественных производителей. В условиях сложившихся реалий требуется эффективное точечное внедрение национального продукта в нуждающиеся в модернизации технологические системы. Учитывая вышеупомянутые факторы, предлагается внедрение отечественных МКУ ТАКАТ 64.09 М4 УХЛ1, продукта ОАО «Казанькомпрессормаш», на кусте скважин Вынгапуровского месторождения (рис. 1).

Проведенный анализ показал, что данная установка по технологическим и эксплуатационным параметрам идентична МКУ-450 Siemens Nederland N.V., но при этом имеет более низкую закупочную стоимость, чем зарубежный аналог (табл. 1).

Таблица 1

*Технологические и эксплуатационные параметры МКУ ТАКАТ 64.09 М4 УХЛ1.
ОАО «Казанькомпрессормаш»*

Параметр	ТАКТ 64.09. М4 УХЛ1
Объемная производительность, м ³ /мин	13,0–64,0
Давление на входе, Мпа	0,1–06
Давление на выходе, Мпа	0,6–2,0
Температура на входе, С	10,0–40,
Температура на выходе, С	50
Мощность потребляемая, кВт	576



Рис. 1. МКУ ТАКАТ 64.09 М4 УХЛ1 (ОАО «Казанькомпрессормаши»)

Следует также отметить, что компрессорные установки серии ТАКАТ эффективно эксплуатируют на своих месторождениях ОАО «Самотлорнефтегаз» и ОАО «Сургутнефтегаз».

Рассмотрено гипотетическое внедрение МКУ ТАКАТ в газосборную систему пяти скважин Вынгапуровского месторождения, по аналогии с уже имеющимся опытом внедрения МКУ на этом месторождении. Газ с устьев скважин 207, 179, 208, 117, 167 предварительно будет подвергаться компримированию в МКУ, которые обеспечат сжатие газа до необходимых значений давления входа в ДКС (рис. 2).

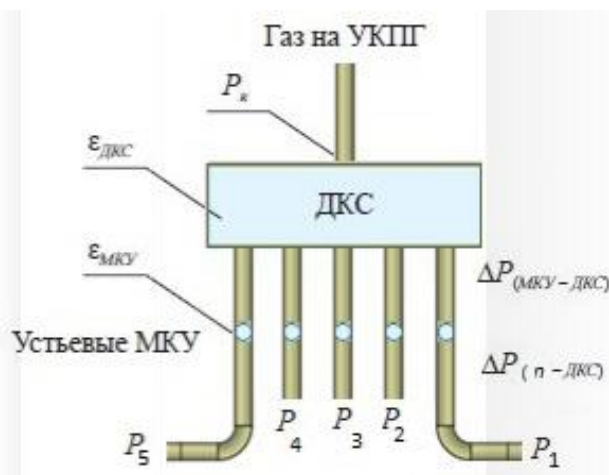


Рис. 2. Предполагаемое теоретическое размещение МКУ на приеме газа со скважин 207, 179, 208, 117, 167: P_k — давление компримированного газа (8 МПа); $\Delta P(\text{МКУ}-\text{ДКС})$ — перепад давлений между МКУ и ДКС; $P_1, P_2 \dots$ — давление на устьях скважин; $\Delta P(\text{п}-\text{ДКС})$ — перепад давлений между устьем и ДКС; $\varepsilon_{\text{ДКС}}, \varepsilon_{\text{МКУ}}$ — отношение давлений компрессорного оборудования МКУ и ДКС

Для оценки экономической эффективности была рассчитана экономика двух вариантов с внедрением МКУ и без внедрения за расчетный период 16 лет, равный сроку эксплуатации ТАКАТ (табл. 2). Расчеты были проведены с учетом технологических показателей МКУ ТАКАТ, винтовой ДКС № 92, параметров шлейфов и учета их реконструкции под внедрение МКУ. Расчеты выполнены в соответствии с общепринятыми в международной практике подходами на основе действующих нормативно-методических документов [5, 6].

Таблица 2

Экономический эффект внедрения отечественной МКУ

Показатель	С внедрением МКУ	Без внедрения
Единичная мощность МКУ, кВт	576	–
Расход топливного газа по устьевым МКУ, тыс. м куб./сут.	14,41	–
Расход топливного газа по ДКС, тыс. м куб./сут.	1002,58	1236,39
Средняя производительность ДКС, млн м куб./сут.	61,3	31
Капитальные вложения (с НДС) за расчетный период, млн руб.	300	–
Амортизация за расчетный период, млн руб.	225	–
Эксплуатационные затраты за расчетный период, млн руб.	210	310
Налог на добычу газа, млн руб.	5200	307
Доход от реализации газа за расчетный период, млн руб.	3690	510,5
Чистый доход, млн руб.	568,5	–78,8
Чистый дисконтированный доход, млн руб.	82	–82,4
Срок окупаемости, лет	8	–

Положительные экономические показатели при внедрении МКУ достигаются при увеличении добычи газа и газового конденсата, снижении энергетической составляющей эксплуатационных затрат, более эффективной загрузке ДКС. Отрицательные экономические показатели за расчетный период 16 лет в проекте без внедрения МКУ, характеризуются невозможностью экономически рентабельной добычи остаточных запасов низконапорного газа на завершающем этапе разработки месторождения без использования эффективных технологий.

Также были проведены расчеты, и выведены зависимости энергоэффективности применения системы распределенного компримирования. В качестве показателя энергоэффективности использовалось отношение суммарных рабочих мощностей работы по схеме распределенного компримирования с МКУ и винтовой ДКС к отношению суммарных мощностей ДКС без технологии распределенного компримирования. На показатель этого отношения влияют величина компримирования газа в МКУ (в зависимости от выбранного режима) и общая величина компримирования газа $g_i = P_k/P_u$ на участке устье — выход с ДКС. По расчетам энергоэффективность применения МКУ достигает до 8 % в зависимости от режимов работы, которые учитываются при проектировании ГСС.

Положительная энергоэффективность достигается при рациональной загрузке ДКС на протяжении срока эксплуатации системы распределенного компримирования и затратам на топливные ресурсы (рис. 3 и 4).

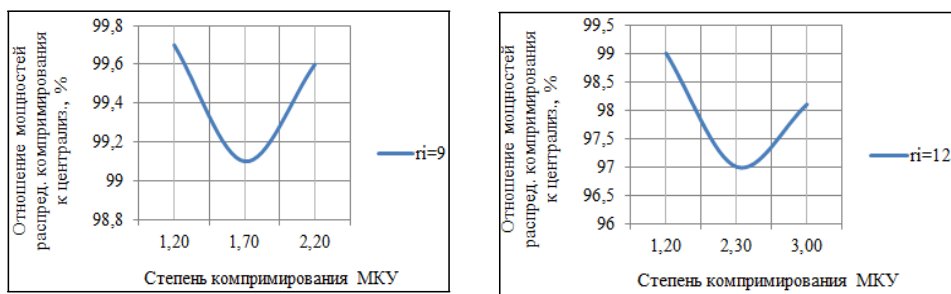


Рис. 3. Энергоэффективность внедрения отечественной МКУ при значениях n_i 9 и 12

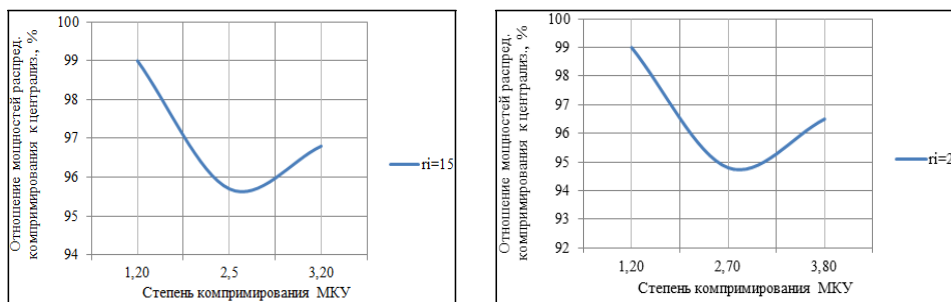


Рис. 4. Энергоэффективность внедрения отечественной МКУ при значениях n_i 15 и 20

Выводы. Продление периода рентабельности добычи низконапорного сеноманского газа на месторождениях, находящихся на завершающем этапе разработки, в настоящее время входит в перечень актуальных научно-технических задач добывающих предприятий. Это может быть обеспечено за счет применения мобильных компрессорных установок (МКУ). 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, как следствие, увеличить дебиты скважин. В ходе работы выявлена экономическая и энергетическая эффективность гипотетического применения отечественной МКУ ТАКАТ 64.09 М4 УХЛ1, продукта ОАО «Казанькомпрессормаш», на кусте скважин Вынгапуровского месторождения.

Список литературы

1. Саранча А. В., Саранча И. С. Низконапорный газ сеноманских залежей ЯНАО // Академический журнал Западной Сибири. – 2014. – Т. 10. – № 3 (52). – С. 146-147.
2. Ли Джеймс, Никенс Генро, Уэллс Майкл Эксплуатация обводняющихся газовых скважин. Технологические решения по удалению жидкости из скважин / Перевод с английского. – М.: ООО «Премиум Инжиниринг», 2008. – 384 с.
3. Минликаев В. З., Дикамов Д. В., Арно О. Б., Меркулов А. В., Кирсанов С. А., Красовский А. В., Свентский С. Ю., Кононов А. В. Применение мобильных компрессорных установок на завершающей стадии разработки газовых залежей // Газовая промышленность. – 2015. – № 1. – С. 15-17.
4. Паранин Ю. А. Винтовые компрессорные установки нового поколения / Ю. А. Паранин, М. Д. Садыков, Р. Р. Якупов и др.: труды XV Междунар. науч.-техн. конф. по компрессорной технике. – Казань: Слово, 2011. – Т. 1. – С. 112-117.
5. Косов В. В. Методические рекомендации по оценке эффективности инвестиционных проектов / В. В. Косов, В. Н. Лившиц, А. Г. Шахназаров.
6. Методика оценки экономической эффективности инвестиционных проектов в форме капитальных вложений (утв. и. о. Председателя Правления ОАО «Газпром» С. Ф. Хомяковым от 09.09.2009 г. № 01/07-99).

Сведения об авторах

Саранча Алексей Васильевич, к. т. н., доцент кафедры «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений», Тюменский государственный нефтегазовый университет, г. Тюмень, e-mail: sarantcha@mail.ru

Огай Владислав Александрович, бакалавр кафедры «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений», Тюменский государственный нефтегазовый университет, г. Тюмень

Information about the authors

Sarantcha A. V., Candidate of Science in Engineering, associate professor of the chair «Development and operation of oil and gas fields», Tyumen State Oil and Gas University, Tyumen, e-mail: sarantcha@mail.ru

Ogay V. A. bachelor of the chair «Development and operation of oil and gas fields», Tyumen State Oil and Gas University, Tyumen