



УДК 622.691.4: 622.279

ПЕРСПЕКТИВЫ ПРИМЕНЕНИЯ МОБИЛЬНЫХ КОМПРЕССОРНЫХ УСТАНОВОК В УСЛОВИЯХ ЗАВЕРШАЮЩЕЙ СТАДИИ РАЗРАБОТКИ ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

PROSPECTS FOR THE USE OF MOBILE COMPRESSOR UNITS UNDER THE CONDITIONS OF THE FINAL STAGE OF DEVELOPMENT OF GAS

Зиянгиров Айдар Гамилевич

магистрант,
Уфимский государственный нефтяной
технический университет

Мухамедьянов Тимур Ильфатович

магистрант,
Уфимский государственный нефтяной
технический университет

Павлюченко Валентин Иванович

кандидат технических наук, доцент,
преподаватель кафедры РГКМ
Уфимский государственный нефтяной
технический университет
id.yug2016@gmail.com

Аннотация. В статье рассматриваются особенности работы системы сбора газа сеноманской залежи на завершающей стадии разработки месторождения. Основное внимание уделено проблемам гидрато- и льдообразования. Рассмотрено применение мобильных компрессорных установок как способ предупреждения скопления жидкости в трубопроводах газосборной системы.

Ключевые слова: система сбора газа, гидратообразование, льдообразование, мобильная компрессорная установка.

Ziiangirov Aidar Gamilevich

Undergraduate,
Ufa state petroleum technological university

Mukhamedyanov Timur Ilfatovich

Undergraduate,
Ufa state petroleum technological university

Pavluchenko Valentin Ivanovich

Candidate of Technical Sciences,
Associate professor,
teacher of RGKM department
Ufa state oil technical university
id.yug2016@gmail.com

Annotation. In article features of work of system of collecting gas of a Cenomanian deposit on a closing stage of mining are considered. The main attention is paid to problems gidrato-and ice formations. Application of mobile compressor installations as a way of prevention of a congestion of liquid in pipelines of gas-collecting system is considered.

Keywords: gas collection system, hydrate formation, ice formation, mobile compressor units.

Сеноманская залежь большинства крупных месторождений газа Западной Сибири находится на завершающей стадии разработки. Эта стадия сопровождается постоянно действующими технологическими проблемами, влияющими на уровень рентабельности добычи газа. Продление периода эффективной работы системы разработки и сбора газа на месторождениях, находящихся на завершающем этапе разработки, в настоящее время входит в перечень актуальных научно-технических задач предприятий газовой промышленности [1].

Снижение пластового давления приводит к повышению равновесного влагосодержания сырого газа. Одновременно происходит подъем газовой воды и повышается обводненность в газонасыщенной области. Технические характеристики шлейфов и газосборных коллекторов (Ди 500), предусмотренные проектами, способствовали поддержанию оптимального режима работы системы сбора (ССГ) при больших расходах газа, однако, в актуальных условиях эксплуатации месторождений они не обеспечивают оптимальные гидродинамические и температурные режимы потока.

В настоящее время наблюдается снижение уровней добычи газа, что при больших диаметрах промысловых трубопроводов приводит к снижению скорости газожидкостного потока. На пониженных участках трасс трубопроводов скапливается жидкость (образуются жидкостные пробки), повышаются риски гидрато- и/или льдообразования. Также снижается температура газового потока в конце шлейфов (на входе в установку комплексной подготовки газа (УКПГ)), особенно в зимний период). Изменение тепловых режимов газопроводов связано со следующими факторами:

- надземная прокладка трубопроводов;
- несовершенство теплоизоляции;
- снижение расхода газа;
- снижение устьевых температур скважин.



Дополнительные гидравлические сопротивления, возникающие в местах отложения льда, гидратных и жидкостных пробок, являются причиной повышения устьевых давлений на кустах газовых скважин (КГС). Снижаются дебиты газа, следовательно, повышаются риски самозадавливания скважин.

Описанные особенности работы ССГ на поздней стадии разработки месторождений приводят к ряду технологических проблем (рис. 1) [2], в том числе к образованию гидратных и/или ледяных пробок. Эти отложения могут частично или полностью перекрывать проходное сечение трубопроводов, тем самым снижая расходы газа.

Одним из эффективных решений для продолжения рентабельной разработки месторождений, вступивших в позднюю стадию, является применение мобильных компрессорных установок (МКУ). Увеличение объемов добычи газа достигается за счет увеличения отборов из истощенных скважин при подключении МКУ к системе сбора газа. Внедрение установок позволяет увеличить пропускную способность шлейфов, снизить устьевые давления и, как следствие, увеличить дебиты скважин.

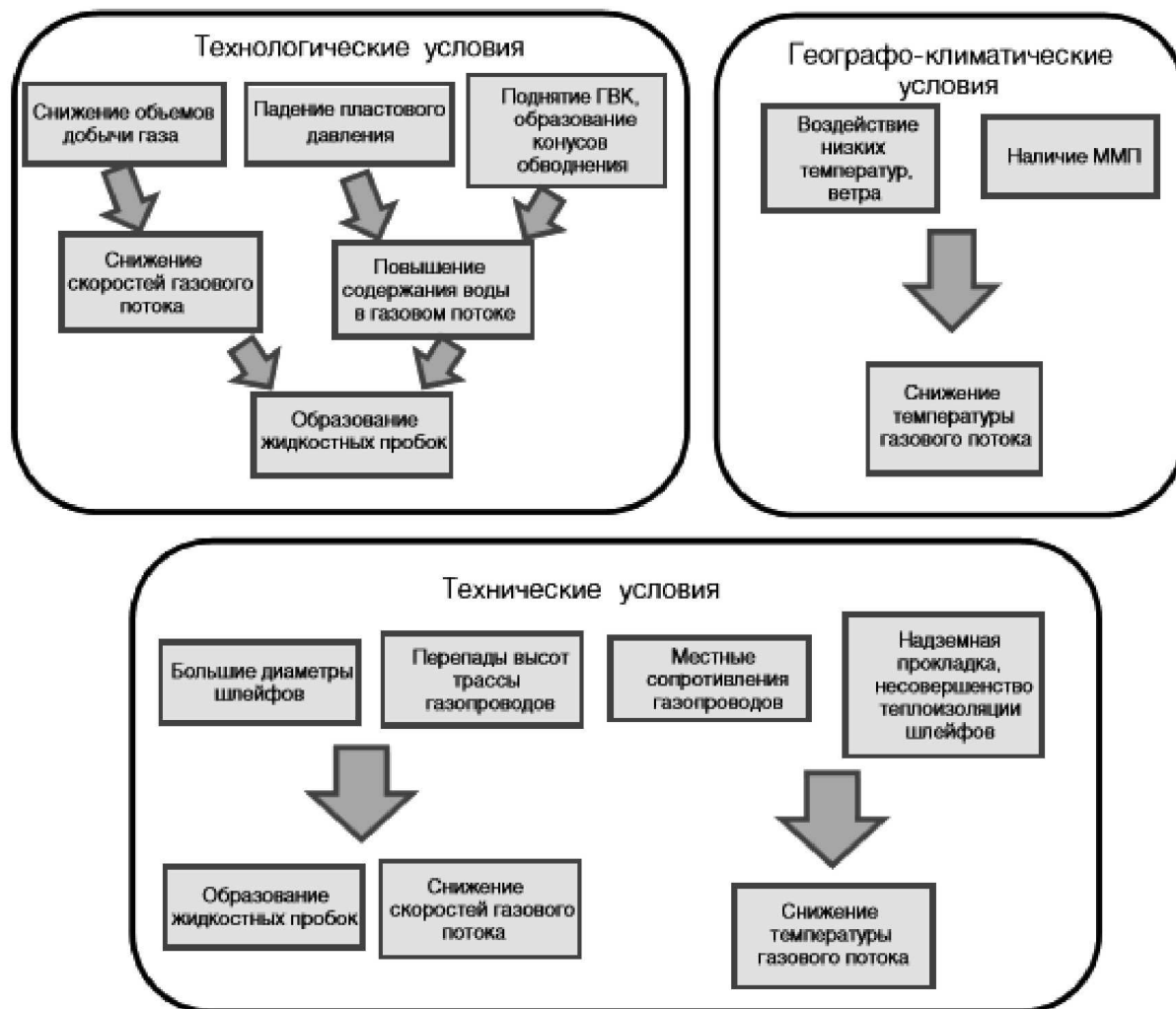


Рисунок 1 – Термобарические и гидравлические условия, осложнения работы газосборных сетей

Эффективность подобных компрессорных систем обосновывалась отечественными специалистами ещё в 80-х годах прошлого века [3, 4], однако, они не нашли широкого применения в российской газовой промышленности. Отчасти это обусловлено тем, что только в последние годы появились условия для их внедрения, когда крупные месторождения перешли в стадию падающей добычи.

При применении МКУ на промысле реализуется распределенная схема компримирования – осуществляется предварительное сжатие потоков сырого газа в отдельных шлейфах ССГ или на устьях отдельных скважин, после чего суммарный поток компримируют на дожимной компрессорной станции (ДКС) [5].

Одновременно с увеличением объемов добычи газа применение установок имеет ряд технологических преимуществ:

1) снижение/отсутствие накопления жидкости в промысловых сетях и, как следствие, улучшение условий работы скважин;



2) снижение гидравлических потерь в трубопроводах за счет повышения уровня эксплуатационных давлений;

3) гибкое регулирование режимов работы ДКС, что способствует более эффективной загрузке газоперекачивающих агрегатов (ГПА);

4) возможность управления разработкой отдельных зон газовой залежи и рационального использования энергии пластового давления.

Необходимо отметить, что внедрение описываемых систем сопряжено с определенными трудностями, которые должны быть приняты во внимание при принятии решений о целесообразности применения МКУ:

1) усложнение технологической схемы промысла;

2) повышенные требования к надежности оборудования МКУ;

3) отсутствие опыта эксплуатации таких схем в газовой промышленности России, а также нормативных документов и рекомендаций для проектирования;

4) экономические риски применения МКУ вследствие дополнительных затрат на их ввод и эксплуатацию.

В дальнейшем рекомендуется рассматривать внедрение МКУ уже на этапе проектирования разработки новых месторождений. Предполагается следующая схема планирования промысловых систем: в начале компрессорного периода эксплуатации месторождения осуществляется ввод ДКС и последующее увеличение ее напора, после чего вводятся МКУ, на которых компримируется газ, поступающий с групп скважин перед подачей на ДКС. Год ввода МКУ должен быть определен в результате детального технико-экономического анализа.

В условиях завершающей стадии разработки газовых месторождений, характеризующейся обводнением скважин пластовой водой, накоплением жидкости в системе сбора продукции, самозадавливанием скважин вследствие накопления жидкости на забое и в стволе скважин при низких дебитах газа, снижением устьевых температур, что создаёт условия для образования ледяных и гидратных пробок в наземном оборудовании, установка МКУ способствует поддержанию работоспособности скважин, шлейфов и газовых промыслов в целом. Как следствие, повышается конечное извлечение газа, уменьшается число выбывающих из фонда скважин, повышается рентабельность разработки месторождений, вступивших в позднюю стадию разработки.

Литература:

1. Калинин А.В. Реализация основных положений Концепции разработки месторождений углеводородов на завершающей стадии / А.В. Калинин, Д.В. Люгай, Ф.Р. Билалов // Газовая промышленность. – 2012. – № 4. – С. 20–21.

2. Кудияров Г.С. Особенности работы систем сбора газа сеноманской залежи Ямбургского месторождения на завершающей стадии разработки / Г.С. Кудияров, В.А. Истомина, А.А. Ротов // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. – 2017. – № 5. – С. 5–13.

3. Морозов П.А. Исследование работы ДКС при разработке газовых и газоконденсатных месторождений / П.А. Морозов, И.С. Тышляр // Газовая промышленность. – 1976. – № 1 (2). – С. 49–51.

4. Царегородцев В.И. Использование винтовых компрессоров на промысловых ДКС / В.И. Царегородцев, А.И. Ширковский // Газовая промышленность. – 1981. – № 11. – С. 34–35.

5. Воронцов М.А. Перспективы применения распределенного компримирования в промысловых системах добычи газа / М.А. Воронцов, А.А. Ротов, И.В. Марущенко, Е.М. Лаптев // Вестник газовой науки. – 2014. – № 4 (20). – С. 164–173.

References:

1. Kalinkin A.V. Realization of basic provisions of the Concept of development of fields of hydrocarbons on a closing stage / A.V. Kalinkin, D.V. Lyugay, F.R. Bilalov // the Gas industry. – 2012. – No. 4. – P. 20–21.

2. Kudiayarov G.S. Features of work of systems of collecting gas of a Cenomanian deposit of the Yamburg field on a closing stage of development / G.S. Kudiayarov, V.A. Istomin, A.A. Rotov // Transport and storage of oil products and hydrocarbonic raw materials. – 2017. – No. 5. – P. 5–13.

3. Morozov P.A. Issledovaniye's frosts of work of DKS when developing gas and gas-condensate fields / P.A. Morozov, I.S. Tyshlyar // the Gas industry. – 1976. – No. 1 (2). – P. 49–51.

4. Tsaregorodtsev V.I. Use of screw compressors on trade DKS / V.I. Tsaregorodtsev, A.I. Shirkovsky // the Gas industry. – 1981. – No. 11. – P. 34–35.

5. Vorontsov M.A. The prospects of application of the distributed compression in the trade systems of gas production / M.A. Vorontsov, A.A. Rotov, I.V. Marushchenko, E.M. Laptev // the Messenger of gas science. – 2014. – No. 4 (20). – P. 164–173.