

## ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ КАЛМАССКОГО ПОДЗЕМНОГО ГАЗОХРАНИЛИЩА ПРИ ЗАКАЧКЕ И ОТБОРА ГАЗА

Мусазаде А. Г., Гасимов Т. Т., Исмаилов Т. Р., Мустафаев А. М.

Азербайджанский Государственный Университет Нефти и Промышленности

*Рассмотрены вопросы повышения эффективности технологии подготовки газа при его отборе газа из хранилища Калмасской ПХГ. Неравномерность газопотребления является основным показателем подземных газохранилищ. ПХГ являются неотъемлемым звеном его газотранспортной сети и обеспечивают ее нормальное функционирование. Повышение качества и эффективности отбираемого газа из ПХГ в Республике связано с усовершенствованием существующих технологий установки по подготовке газа к транспорту.*

*В целях увеличения активного объема закачиваемого газа были проанализированы существующее состояние технологии подготовки газа к транспорту, термодинамические параметры всех скважин и промышленного оборудования на Калмасской ПХГ и проведен ряд научно-исследовательских работ для разработки новой технологии. На основании результатов научно-исследовательских работ разработан новый комплексный абсорбент для осушки газа и предотвращения гидратообразования на основе отечественных нефтехимических продуктов. Также выбраны оптимальные термодинамический и технологический режимы работы установки в период отбора газа на Калмасской ПХГ.*

**Ключевые слова:** скважина; компрессор; нефтегазоконденсат; осушка; установка; гликолы,

*Technologies for increasing efficiency of gas preparation during its abstraction from Kalmass Underground Gas Storage (UGS) have been reviewed. Irregularity of gas consumption is one of the main parameters of the underground gas storages operation mode. UGSes are an integral part of gas transportation network and provide for its normal operation. Increase of gas abstraction process efficiency in the Republic is related to improvement of existing technologies for gas treatment before transportation.*

*For the purpose of increasing active volume of injected gas, the current state of technology for gas treatment before transportation, thermodynamic parameters of all wells and production equipment at Kalmass UGS have been analyzed.*

*A series of research studies for development of new technology for increasing the quality of treated gas under conditions of Kalmass UGS have been carried out. On the basis of research studies new complex absorbent for gas dehydration and hydrate formation prevention has been developed on the basis of local petrochemical products. In addition, optimal thermodynamic and technological mode of unit operation during the period of gas abstraction from Kalmass UGS has been selected.*

**Keywords:** well, compressor, oil and gas condensate, dehydration, unit, glycol

Калмасская станция подземного хранилища газа расположена на юго-западе от Баку, и месторождения эксплуатируемые на хранилище, являются многопластовыми. Оно создано в 1974 году. Условия создания подземного

хранилища газа обусловлены надежностью и герметичностью 1 и 2-го горизонтов.

Основными газовыми объектами являются 1-й и 11-й горизонты продуктивного пласта месторождения. С учетом этого при сезонной закачке и отборе газа выбраны указанные горизонты Калмасского месторождения. [1]

В 1976 г. в Калмасском ПХГ была осуществлена закачка газа в объеме 530 млн. м<sup>3</sup>. В период закачки газа пластовое давление достигало от 4,1 до 10,8 МПа, в 1980-1981 г. объем закачиваемого газа составил 1,0 млрд.м<sup>3</sup>.

С целью увеличения активного объема закачиваемого газа в Калмасское подземное газохранилище предусмотрены работы по его переустройству. На основании этого было исследовано функционирование имеющегося фонда скважин и газораспределительного пункта (ГРП).

В настоящее время фонд газохранилища состоит из 41 скв., продукция 16 из которых замеряется на одном ГРП. Учитывая увеличение в будущем объемов нагнетаемого и отбираемого из Калмасского подземного газохранилища (ПХГ) газа и ввод в эксплуатацию после ремонта бездействующих скважин, одним из важнейших задач является необходимость строительства нового ГРП.

Для нагнетания газа в Калмасском ПХГ функционирует компрессорная станция № 1, где установлено 5 компрессоров, техническая характеристика которых приведена ниже.

Число ступеней компрессора .....	2
Давление на входе, атм .....	40
на выходе .....	150
Производительность нм <sup>3</sup> /мин. (нм <sup>3</sup> /день) .....	290 (41760)

**про** Для того, чтобы при подготовке газа к транспортировке показатели качества соответствовали стандарту, строительство и ввод в эксплуатацию в газохранилищах технологических установок, соответствующих современным требованиям, актуальны. Учитывая это, для повышения показателей качества отбираемого из Калмасского ПХГ газа для подготовки к транспортировке

необходимо использование влагопоглотителей (гликолей), также строительство и ввод в эксплуатацию сепараторов типа блок-комплекта установок по осушке газа.

Процесс отбора газа из Карадагского ПХГ с учетом сезона предлагается по описываемой ниже технологии.

Для осуществления плана мероприятий в рамках программы переустройства (реновации) скважин и месторождений, эксплуатируемых на хранилище, в намеченные сроки и на высоком уровне необходимо внедрение системного контроля за выполняемыми работами. Увеличение активного объема газа, нагнетаемого в Калмасское подземное газохранилище до намеченного уровня позволит устранить возникающие в республике недостатки в снабжении газом.

Технологическая схема и промышленное оборудование подготовки газа к транспортировке на ПХГ должны быть выбраны с учетом изменений параметров газа во время нагнетания и отбора. Поскольку отбор газа из хранилища проводится в основном в зимние месяцы, качественные показатели его должны отвечать определенным требованиям. Следует выбрать эффективный ингибитор для предотвращения гидратообразования в системе и осушки от водяных паров, очистки от углеводорода, и других механических примесей.

Согласно проекту на Калмасском ПХГ предусмотрено строительство низкотемпературной сепарационной установки для сезонного отбора и беспрепятственной поставки газа потребителям. Согласно технологии, отбираемый из скважин газ под давлением 15...16 МПа и при температуре 25...27°C поэтапно будет проходить через двухступенчатый сепаратор. Здесь отделяемая от газа жидкая фаза (вода + конденсат) и другие примеси будут подаваться по водопроводу в емкости. Затем газ замеренный на ПХГ, будет подаваться на дополнительные и построенные, последовательно расположенные 2 сепаратора. Давление подаваемого на сепаратор 1-ой ступени газа с 15,2 МПа при температуре 25°C с помощью штуцера на

входе сепаратора понизится до 9,0 МПа. В следствие снижения давления снизится температура газа на 5...7°C. В результате этого дополнительно от газа отделится жидкая фаза. Затем газ будет подан на сепаратор 2-й ступени, где давление подаваемого газа на входе будет снижено с 9,0 МПа до 5,5 МПа, в результате чего температура газа будет составлять минус 8...10°C и в системе будет наблюдаться гидратообразование. В связи с сезонными потребностями подготовки извлекаемого из хранилища газа в соответствии с требуемой температурой росы и с целью предотвращения образования в системе соединений гидратов на входе сепаратора в поток газа следует добавлять ингибитор.

В настоящее время в Республике эксплуатируются две станции подземного хранения газа: Калмасское и Карадагское. Функциями ПХГ являются повышения надежности системы газоснабжения и регулирование неравномерного газопотребления в различных отраслях промышленности. ПХГ в холодные месяцы года обеспечивает 15...20% газопотребности Республики.

На рис. 1 и 2 приведены графически неравномерного распределения природного газа в топливно-энергетическом комплексе Республики по месяцам.

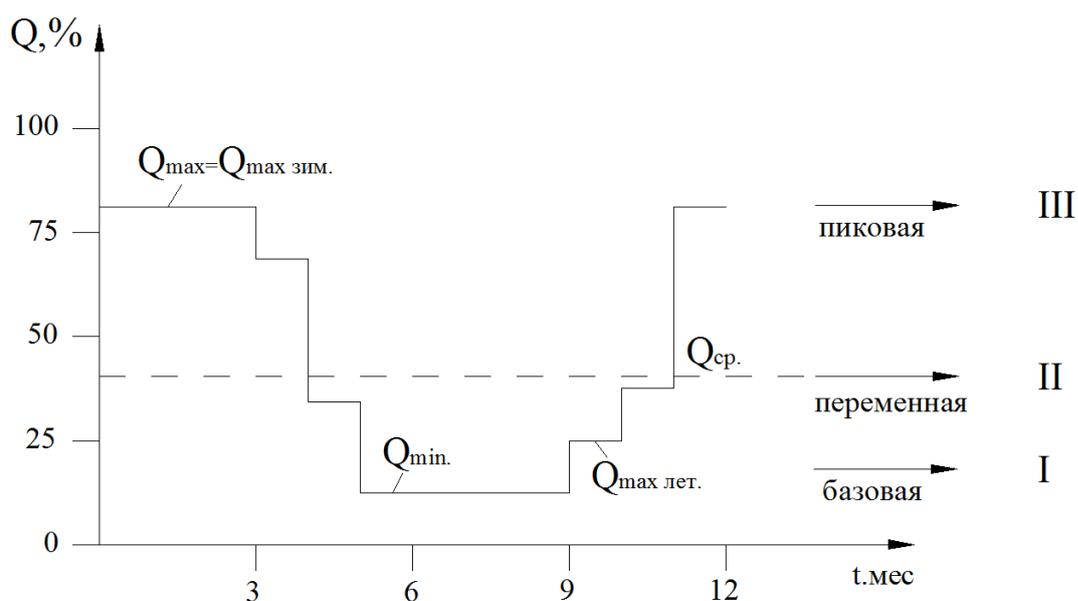
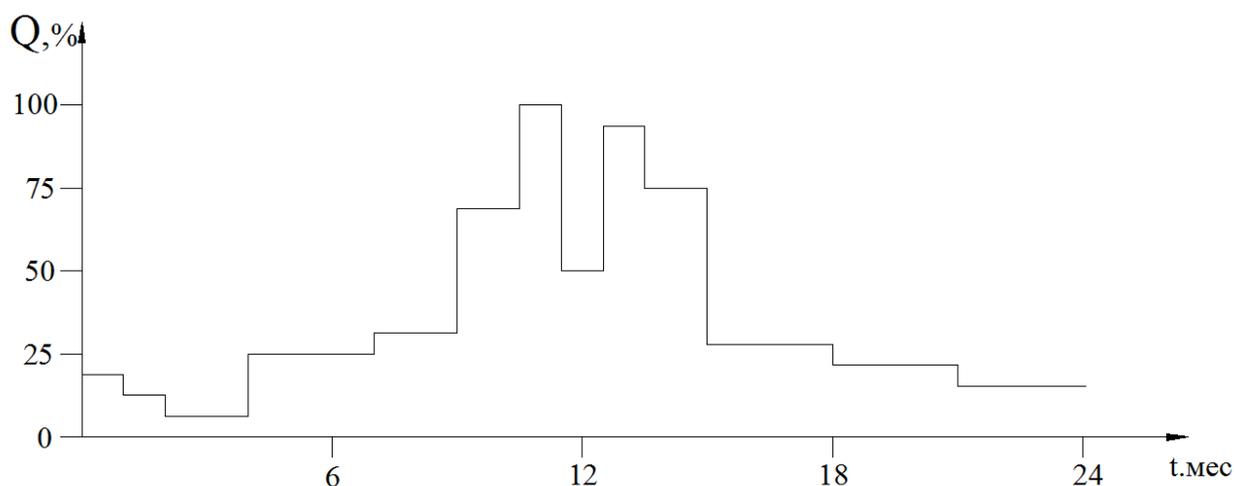


Рис.1. Сезонный график неравномерности газопотребления в системе газоснабжения



**Рис.2. График электрической нагрузки промышленного предприятия**

Показано, что сезонная неравномерность газообеспечения коммунально-бытовых, промышленных и других объектов зависит от изменения климатических условий региона.

В технологии закачки газа на Калмасское ПХГ используются угнетающие компрессоры марки 10 ГКН.55-125. Закачка газа в хранилища осуществляется 18 агрегатами, из которых 11 эксплуатируются в первой ступени, а 7- на второй.

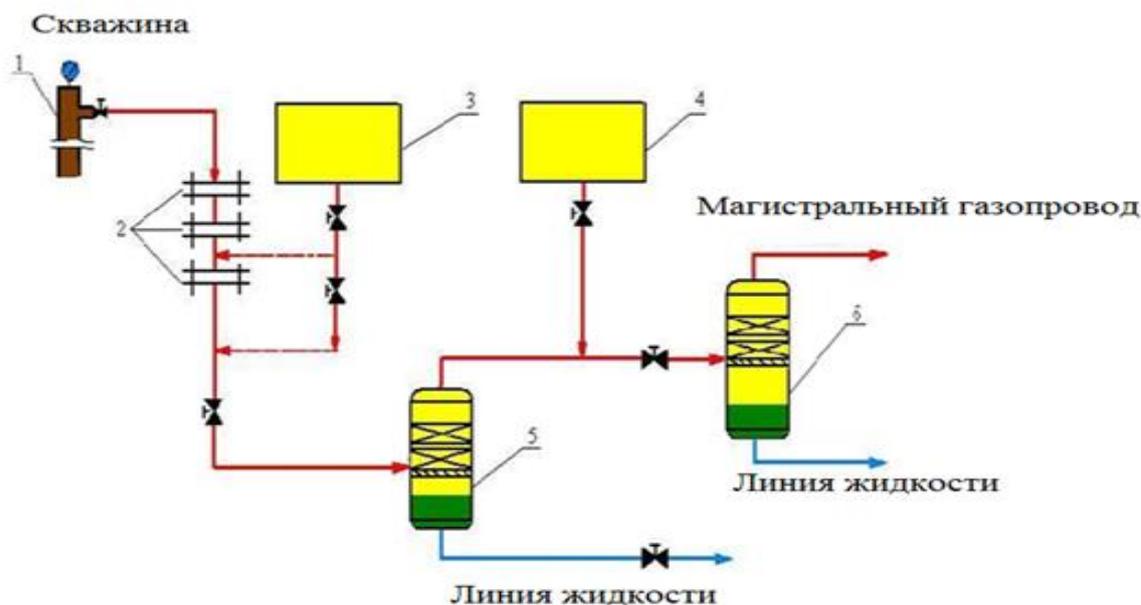
Согласно технологии закачки, газ из магистрального газопровода "Шахдениз" и "Гаджигабул" под давлением 4,0...5,0 МПа и с температурой 25...30<sup>0</sup>С в объеме 5-6 млн.м<sup>3</sup>/сут., проходя через сепаратор и пылеуловитель, поступает на прием компрессорной станции. Здесь он сжимается с первой ступени до давления 12,5 МПа. Закачка газа продолжается до выравнивания давлений системы (давления на выходе ДКС и устья скважины). При таких условиях дальнейшая закачка газа в ПХГ затрудняется. С целью увеличения активного объема закачки, газ подается на вторую ступень компрессора, где угнетается до давления 14,5...18,5 МПа и закачивается в скважины.

В настоящее время на Калмасском ПХГ эксплуатируется 105 скважин. В процессе отбора из скважины газ поступает в коллектор, далее на два газоизмерительных пункта.

Промысловые исследования показали, что технические неполадки в работе

газозакочиваемых агрегатов и нарушениях их технологических режимов отрицательно влияют на их эффективность работы и снижают КПД, агрегатов на 10...15%.

Технологическая схема установки приведена на рис. 3. Согласно схеме, газ отбираемый из скважины под давлением 12...17 МПа и с температурой 17...22<sup>0</sup>С, поступает на замерный узел, и далее - в блок сепаратора. В сепараторах из газа отделяется жидкая фаза, затем проходя через пылеуловитель газ поступает в магистральный газопровод. Следует отметить, что процесс отбора газа из ПХГ продолжается до определенного объема буферного газа.



**Рис.3. Технологическая схема установки подготовки газа. 1-скважина газового конденсата; 2-штуцер; 3-4-емкости метанола; 5-6-сепараторы**

С целью повышения технологических и технико-экономических показателей компрессорных агрегатов, предложено выполнение следующих мероприятий:

- Для обеспечения нормального режима процесса закачки газа в ПХГ, необходимо создание оптимального рабочего давления;

- Для целью увеличения активного объема закачиваемого в ПХГ газа. компрессорам необходимо обеспечить прием нужного количества природного газа.

Обследованные на Калмасском ПХГ технологические режимы установки подготовки газа к транспорту, что существующие сепарационные установки не обеспечивают получение должного качества подготавливаемого газа в связи с чем требуется их усовершенствование и модернизация.

В связи с изменением термодинамических параметров газа всегда наблюдается образование гидратов в системе. Для предотвращения гидратообразования в определенных технологических местах в газовый поток впрыскивается ингибитор-метанол. Далее газ и воднометанолов раствор поступают в два, параллельно работающие, сепаратора, где из газа отделяется жидкая фаза, которая собирается в емкость, а очищенный газ направляется в магистральный газопровод. [2]

В связи с отсутствием установки для регенерации водных растворов метанола он полностью теряется. Как известно, метанол - сильный яд, попадание его в окружающую среду создает опасности для обслуживающего персонала и ухудшает экологическую обстановку региона. Кроме того, следует отметить производства метанола в Республике, что отсутствует и он в основном закупается за рубежом. [3-4]

В связи с этим при подготовке к транспортированию газа, отвечающего всем требованиям отраслевого стандарта необходимы разработка и внедрение новых химических реагентов.

В целях выбора и разработки новых реагентов на основе местных нефтехимических продуктов были отобраны образцы различных составов, на которых в лабораторных условиях был проведен ряд экспериментальных исследований по определению основных физико-химических и технологических показателей.

Результаты экспериментов показали, что среди исследуемых реагентов

для осушки газа и предотвращения гидратообразования наиболее эффективным является состав на основе монопропиленгликоля (МПГ) и изопропилового спирта (ИС) комплексного абсорбента.

Состав и основные физико-химические показатели определяемого комплексного абсорбента приведены ниже:

Монопропиленгликоль (МПГ), % мас.....	98,0
Изопропиловый спирт (ИС), % мас.....	2,0
Внешний вид .....	прозрачная жидкость;
Плотность при 20 <sup>0</sup> С, кг/м <sup>3</sup> .....	1033...1035
Вязкость при 20 <sup>0</sup> С, мм <sup>2</sup> /с .....	20...35
Температура <sup>0</sup> С :	
Застывания .....	минус 55...57
начала кипения .....	190
Среда, рН .....	7,0...7,1

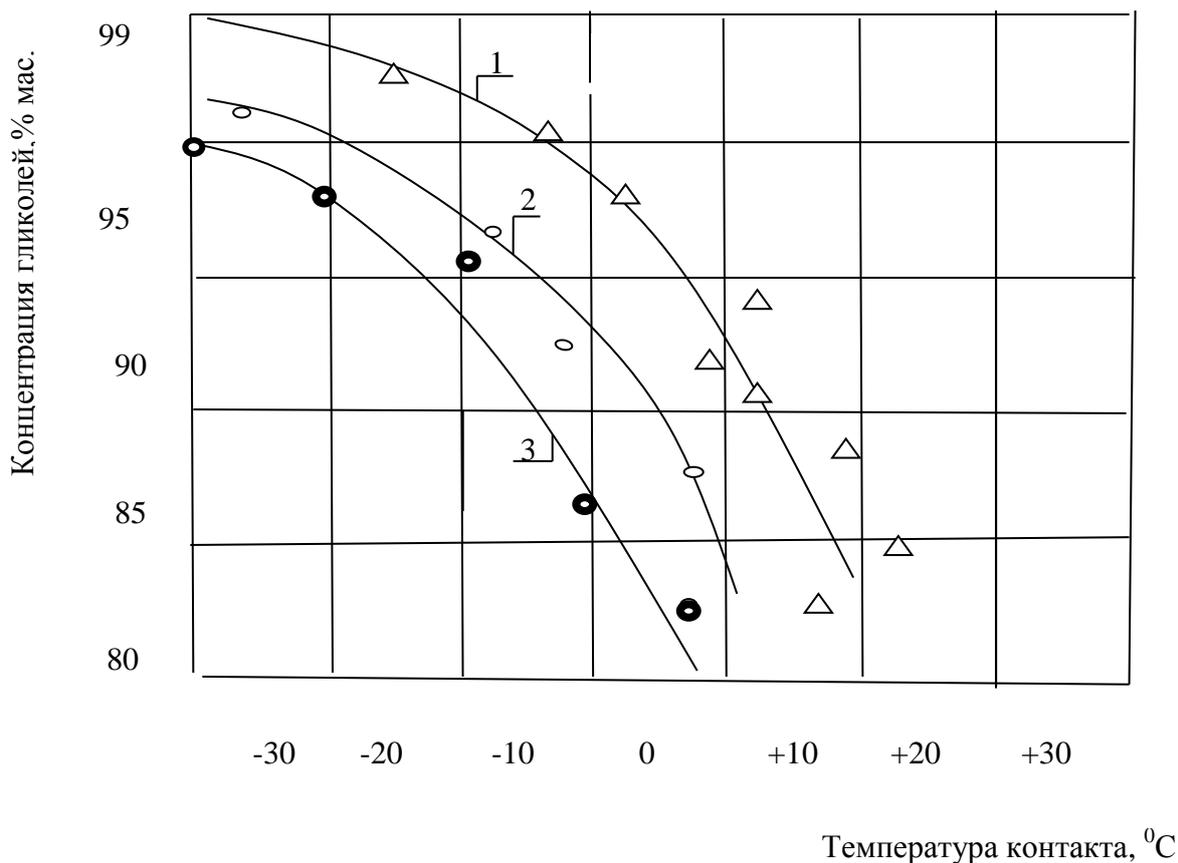
Изучена степень осушки природного газа с использованием комплексного абсорбента при его различных концентрациях и температуре контакта с газом (ГОСТ 20060-83). Результаты эксперимента показаны на рис.4, на котором видно, что комплексный абсорбент отвечает требованию отраслевого стандарта, и следовательно успешно применяться при подготовке газа к транспорту на Калмасском ПХГ в нефтяной и газовой отраслях.

Графические зависимости показывают на возможность выбора нужной концентрации комплексного абсорбента и температуры контакта с газом для обеспечения качества подготавливаемого газа при сезонном отборе его на Калмасском ПХГ и указывают на зависимость температуры начала гидратообразования газа от концентрации водных растворов комплексного абсорбента и диэтиленгликоля.

Установлено, что водные растворы комплексного абсорбента обладает хорошими антигидратными свойствами на основании чего предложено использование его, наряду с традиционными реагентами (диэтиленгликоль и триэтиленгликоль ) для предотвращения гидратообразования в системе добычи

и промышленной подготовки природного газа к транспорту. Расчетным путем определена предварительная норма расхода абсорбента в качестве ингибитора для предотвращения гидратообразования.

В ходе исследований изучена степень регенерации насыщенной водяными парами комплексного абсорбента и установлено, что при температуре 140...150<sup>0</sup> С



**Рис. 4. Зависимость точки росы осушенного газа от концентрации гликолей и температуры контакта 1-диэтиленгликол; 2- комплексный абсорбент (МПГ и ИС); 3-триэтиленгликол**

концентрация регенерированного комплексного абсорбента достигает 98,5...99,0% мас.

Результатами, проведенных исследований установлено, что разработанный комплексный абсорбент на основе отечественных химических продуктов является эффективным, экологически чистым и технологичным реагентом.

Известно, что при сезонном отборе газа из подземных хранилищ термодинамические параметры газа, а именно: давление, температура и дебит, в

кратчайший срок не меняются, в связи с чем увеличивается и выход пластовой минерализованной воды. Это в свою очередь значительно влияет на степень осушиваемого газа.

Поэтому обеспечение точки росы осушиваемого от влаги газа по требованиям отраслевого стандарта, до конца отбора, зависит от правильного выбора оптимальных параметров комплексного абсорбента и установки абсорбционной осушки газа.

На основе результатов проводимых исследований для подготовки газа, отбираемого из Калмасской ПХГ предварительно были выбраны нижеследующие технологические параметры установки осушки газа и комплексного абсорбента.

Производительность установки по газу, млн м <sup>3</sup> .....	6...18
Давление газа на входе абсорбера, МПа .....	4,0...7,0
Температура газа на входе абсорбера, °С .....	12...15
Концентрация насыщенного абсорбента, % масс. ....	95...96
Концентрация регенерированного абсорбента, % масс. ....	99...99,5
Температура регенерации насыщенного гликоля, °С .....	140...150
Температура точки росы осушенного газа по влаге, °С .....	минус 10...20
Плотность комплексного абсорбента, кг/м <sup>3</sup> .....	1033...1035
Удельная подача абсорбента для осушки газа, кг/1000 м <sup>3</sup> .....	20,0...25,0

Таким образом, следует отметить, что при внедрении данной разработки в системе и промышленной подготовки газа при сезонном отборе газа из Калмасского ПХГ можно достичь следующие, показатели:

- температура точки росы осушенного от влаги отбираемого газа из подземного хранилища будет отвечать всем требованиям отраслевого стандарта;
- будет исключена газовая потеря за счет образования гидратов в системе;
- будет предотвращено попадание жидкой фазы в магистральный газопровод, в результате чего будет повышен и стабилизирован технологический режим работы транспортной сети;

- будет предотвращено загрязнение пласта и в забойной зоне скважины, за счет этого ожидается увеличение активного объема закачиваемого газа в ПХГ;
- значительно уменьшатся расходы на транспортировку газа к потребителю;
- использование комплексного абсорбента на основе отечественных нефтехимических продуктов для подготовки газа к транспорту исключит закупку импортных химических реагентов.

## **ЛИТЕРАТУРА**

1. Асланов В.Д. Геологические основы создания подземных хранилищ газа в связи с решением проблемы газоснабжения. Баку, Изд-во Нурлан, 2001-162с.
2. Бухгалтер Э.Б. Метанол и его использования в газовой промышленности. М: Недра, 1986, 238с.
3. Гурбанов А. Н. Промышленные испытания монопропиленгликоля в качестве осушителя природного газа. Ивано- Франковск. Нафтогазова енергетика. 2011.- №1 с. 29-33.
4. Бекиров Т.М., Ланчаков Г.А. Технология обработки газа и конденсата. М, Недра, 1999- 362 с.