

УДК 622.276

**Д.Ю. Гизбрехт**, к.т.н., ведущий инженер, e-mail: Gizbrekht DYu@bashneft.ru, ОАО АНК «Башнефть»;  
**В.Н. Князев**, первый зам. генерального директора – главный инженер, ООО «Башнефть-Добыча»;  
**И.Н. Гаранин**, ведущий инженер, ООО «БашНИПИнефть»

## СБОР И ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ПОПУТНОГО НЕФТЯНОГО ГАЗА В ОАО АНК «БАШНЕФТЬ»

*В настоящее время на мелких месторождениях, удаленных от центральных пунктов подготовки нефти, попутный нефтяной газ сжигается на факелах, т.к. динамика добычи и ресурсы его не позволяют предложить технически грамотного и экономически рентабельного решения по его использованию. При этом необходимо отметить, что попутный нефтяной газ является ценным углеводородным сырьем, для утилизации которого и одновременно для улучшения экологической обстановки в районе месторождений необходимо решить задачу транспорта его до пунктов сбора или потребителей газа.*

Одним из путей использования газа и улучшения экологической обстановки в районе месторождений является его транспорт до потребителей или пунктов сбора газа. Способы транспортировки попутного нефтяного газа с классификацией технологического оборудования приведены на рисунке 1.

Попутный нефтяной газ можно транспортировать по газопроводу или совместно с водонефтяной эмульсией по одному трубопроводу.

Совместный транспорт попутного нефтяного газа и водонефтяной эмульсии по одному трубопроводу позволяет снизить капитальные вложения за счет уменьшения протяженности трубопроводов. Наименьших затрат требует транспорт газожидкостной смеси (ГЖС) под устьевым давлением скважин. При недостаточных устьевых давлениях для преодоления гидравлических сопротивлений в трубопроводе приходится применять многофазные насосные установки. К ним относятся центробежные насосы с диспергатором, бустерные и винтовые насосные установки.

Центробежные насосы с диспергатором способны перекачивать газожидкост-

ную смесь с содержанием газа до 50% [1]. Транспорт ГЖС центробежными насосами обеспечивается применением диспергатора на входе в насос и подачей поверхностно активных веществ (ПАВ). На месторождениях ОАО АНК «Башнефть» технология транспорта ГЖС с использованием центробежных насосов с диспергаторами применения не нашла.

Бустерная установка представляет собой поршневой насос с компрессионными камерами, позволяющими сжимать и перекачивать газ. Водонефтяная эмульсия нефтяными насосами и бустерной установкой подаются в трубопровод, где происходит перемешивание жидкой и газовой фазы. Бустерные насосные станции успешно эксплуатировались на Калегинском ме-

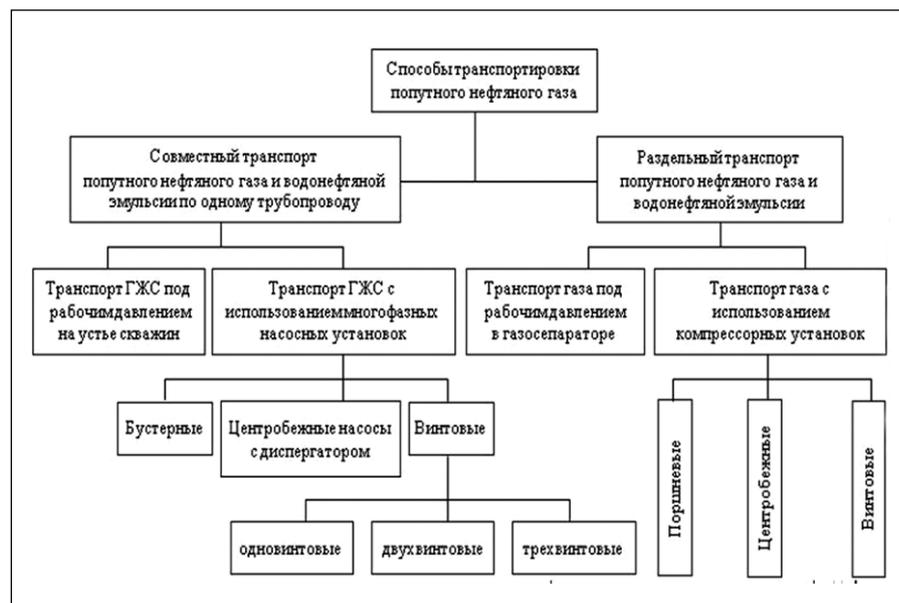


Рис. 1. Схема способов транспорта попутного нефтяного газа

сторожнении и работают по настоящее время на Саузбашевском месторождении [2].

Наиболее широкое применение находят многофазные винтовые насосы. Данные установки сочетают характеристики объемных и динамических насосов, работа которых мало зависит от характеристик перекачиваемой среды. Многофазные насосные станции с двухвинтовыми насосами работают на Арланском, Ардатовском, Гордеевском, Ташлы-Кульском и Михайловском месторождениях ОАО АНК «Башнефть» [3]. При раздельном транспорте попутного нефтяного газа и водонефтяной эмульсии газ транспортируется до нефтесборного пункта по газопроводу под рабочим давлением газосепаратора, при недостаточном давлении – компрессором. Обустройство объектов системы сбора по традиционной схеме с нефтепроводом и газопроводом дает снижение перепадов давлений и удельного расхода электроэнергии на перекачку. В нефтепроводах отсутствуют пульсации давления, характерные при движении ГЖС. Следует отметить, что инвестиции на обустройство месторождения с раздельным транспортом попутного нефтяного газа и водонефтяной эмульсии значительно выше, чем при обустройстве с использованием многофазных насосов, т.к. наибольший удельный вес (порядка 70%) от общих затрат приходится на строительство

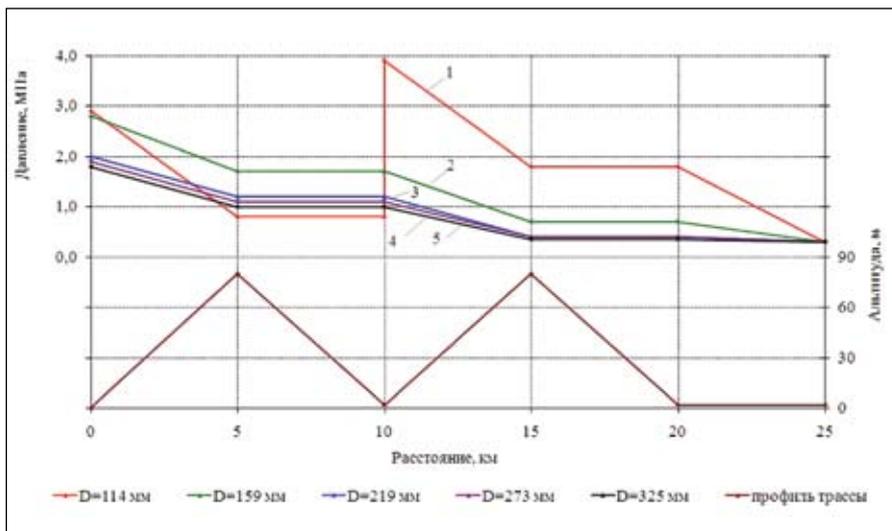


Рис. 2. Значения давления по длине трубопровода и профиль трассы

внешних коммуникаций (нефтепровода и газопровода). Применение многофазных насосов позволяет снизить капитальные вложения и тем самым повысить рентабельность добычи нефти и газа [4].

При выборе варианта транспорта газа необходимо учитывать физико-химические свойства нефти, газа и воды, ресурсы попутного нефтяного газа, рельеф местности, наличие в районе рассматриваемого месторождения других месторождений, нефтесборных пунктов и газоперерабатывающих заводов.

Гидравлический расчет по определению перепада давления в газопроводе и нефтепроводе при раздельном

транспорте газовой и жидкой фазы не вызывает трудностей. При транспорте ГЖС возможны некоторые расхождения расчетных и фактических перепадов давлений. Это объясняется сложностью процессов, происходящих при совместном движении жидкости и газа. В настоящее время приводится большое количество рекомендаций и методик по расчету трубопроводов, транспортирующих ГЖС. Рекомендации по применению методик гидравлического расчета приведены в РД 39-132-94 «Правила по эксплуатации, ревизии, ремонту и отбраковке нефтепромысловых трубопроводов», в работах А.И. Гужова, В.А. Мамаева, Г.Э. Одишария, Е.А. Арменского, одна из методик приведе-

Таблица 1. Расчетные показатели перекачки ГЖС

| №№ п/п | ПОКАЗАТЕЛИ ПЕРЕКАЧКИ ГЖС               | ЗНАЧЕНИЯ ПО РАССМАТРИВАЕМЫМ ВАРИАНТАМ |       |       |       |       |
|--------|--|---------------------------------------|-------|-------|-------|-------|
|        |  | 1                                     | 2     | 3     | 4     | 5     |
| 1      | Диаметр трубопровода, мм               | 114x7                                 | 159x7 | 219x8 | 273x8 | 325x8 |
| 2      | Расход жидкости, м³/сут.               | 300                                   | 300   | 300   | 300   | 300   |
| 3      | Обводненность, %                       | 30                                    | 30    | 30    | 30    | 30    |
| 4      | Расход газа, н.м³/сут.                 | 2000                                  | 2000  | 2000  | 2000  | 2000  |
| 5      | Плотность нефти, кг/м³                 | 890                                   | 890   | 890   | 890   | 890   |
| 6      | Плотность воды, кг/м³                  | 1170                                  | 1170  | 1170  | 1170  | 1170  |
| 7      | Плотность газа в норм. условиях, кг/м³ | 1,2                                   | 1,2   | 1,2   | 1,2   | 1,2   |
| 8      | Вязкость нефти при 20 °С, мПа·с        | 35                                    | 35    | 35    | 35    | 35    |
| 9      | Средняя температура трубопровода, °С   | 5                                     | 5     | 5     | 5     | 5     |
| 10     | Расходное газосодержание               | 0,34                                  | 0,34  | 0,34  | 0,34  | 0,34  |
| 11     | Средняя скорость движения смеси, м/с   | 0,67                                  | 0,34  | 0,16  | 0,11  | 0,07  |
| 12     | Давление в конце трубопровода, МПа     | 0,3                                   | 0,3   | 0,3   | 0,3   | 0,3   |
| 13     | Перепад давления в трубопроводе, МПа   | 2,6                                   | 2,5   | 1,7   | 1,6   | 1,5   |
| 14     | Давление в голове трубопровода, МПа    | 2,9                                   | 2,8   | 2,0   | 1,9   | 1,8   |

на в СТО-03-191-2006 «Эксплуатация промышленных трубопроводов ОАО АНК «Башнефть».

В расчете статического перепада давления при перекачке ГЖС необходимо учитывать суммарную высоту всех восходящих и нисходящих участков трубопровода, тогда как при перекачке жидкости учитывается только разность высот конца и начала нефтепровода. Превышение перепада давлений на силы гравитации при перекачке ГЖС, по сравнению с перекачкой жидкой фазы, может быть очень значительным в нефтепроводах с пересеченным рельефом. При значении критерия Фруда смеси больше шести силы инерции превышают силу тяжести, роль рельефа местности сводится к минимуму.

При выборе режима работы системы сбора и транспорта продукции скважин (ГЖС) необходимо опираться на результаты технико-экономической оценки. Рассмотрим пример транспорта ГЖС по трубопроводам диаметром 114, 159, 219, 273 и 325 мм при условном профиле трассы протяженностью 25 км. Расчетные показатели перекачки ГЖС приведены в таблице 1.

Результаты гидравлического расчета и профиль трассы трубопровода представлены на рисунке 2.

### НА ОСНОВАНИИ РЕЗУЛЬТАТОВ ГИДРАВЛИЧЕСКОГО РАСЧЕТА НЕОБХОДИМО ОТМЕТЬ СЛЕДУЮЩЕЕ:

- по первому варианту транспорта ГЖС, со строительством трубопровода диаметром 114 мм протяженностью 25 км, необходимо установить две высокона-

порные многофазные насосные станции серии А8 2ВВ: одну – в начале трассы, вторую – на расстоянии 10 км;

- по второму варианту, со строительством трубопровода диаметром 159 мм, необходимо установить высоконапорную многофазную насосную станцию типа А8 2ВВ;

- по всем остальным вариантам, со строительством трубопровода диаметром 219, 273, 325 мм, необходимо установить низконапорную многофазную станцию типа А5 2ВВ.

Из результатов видно, что расчетные технологические показатели (давление перекачки) с увеличением диаметра (см. рис. 2, варианты 3–5) изменяются незначительно, при этом наблюдается снижение средней скорости транспорта смеси с 0,67 до 0,07 м/с и увеличивается вероятность образования водных и газовых скоплений.

В большинстве случаев на восходящих участках трубопровода имеет место пробковый режим движения, на нисходящих участках происходит расслоение фаз на газ, нефть и воду. В трубопроводах, которые пролегают по местности с пересеченным рельефом, на нисходящих участках образуются скопления газа, на восходящих участках – скопления воды.

Скопления воды и газа уменьшают рабочее сечение трубопровода, следовательно, значительно увеличивают гидравлические сопротивления и тем самым снижают его пропускную способность. Кроме того, скопления воды и газа ускоряют коррозионные процессы, приводящие к разрушению трубопроводов и повышению аварийности.

Согласно современным подходам к обустройству месторождений [5], выносная скорость потока, выше которой исключается возможность образования водных скоплений, определяется по формуле:

$$v_{в} = \sqrt{\frac{2gD\sin\alpha(\rho_{в} - \rho_{г})}{\lambda\rho_{ж}}}$$

где  $\rho_{в}$  и  $\rho_{г}$  – плотности воды и водонефтяной эмульсии;

$D$  – диаметр трубопровода;

$\alpha$  – угол наклона участка трубопровода;

$\lambda$  – коэффициент гидравлического сопротивления.

Выносная скорость газовых скоплений:

$$v_{г} = \sqrt{\frac{2gD\sin\alpha}{\lambda}}$$

Если позволяет мощность насосной станции и прочность трубопровода, ГЖС следует перекачивать со скоростью больше выносной. При этом необходимо отметить экономическую эффективность строительства трубопроводов меньшего диаметра. Обеспечение высоких скоростей в комбинации с современными методами защиты от коррозии позволяет снизить скорость разрушения трубопровода, отложения АСПО на внутренней поверхности трубопроводов, тем самым увеличить срок службы трубопроводов и повысить эффективность системы сбора нефти и попутного нефтяного газа.

При переводе нефтепроводов на перекачку ГЖС гидравлический расчет необходимо проводить с учетом пропускной способности трубопровода. Снижение пропускной способности трубопровода определяется по фактическим данным его работы. Рекомендации, позволяющие уменьшить расхождения расчетных и фактических перепадов давлений, приведены в методике [6]. После определения пропускной способности, допустимых рабочих давлений и профиля трассы нефтепровода может быть принято решение о возможности перевода нефтепровода на перекачку ГЖС.

Результаты экономической оценки затрат на строительство системы сбора и транспорта продукции скважин по ранее рассмотренным вариантам

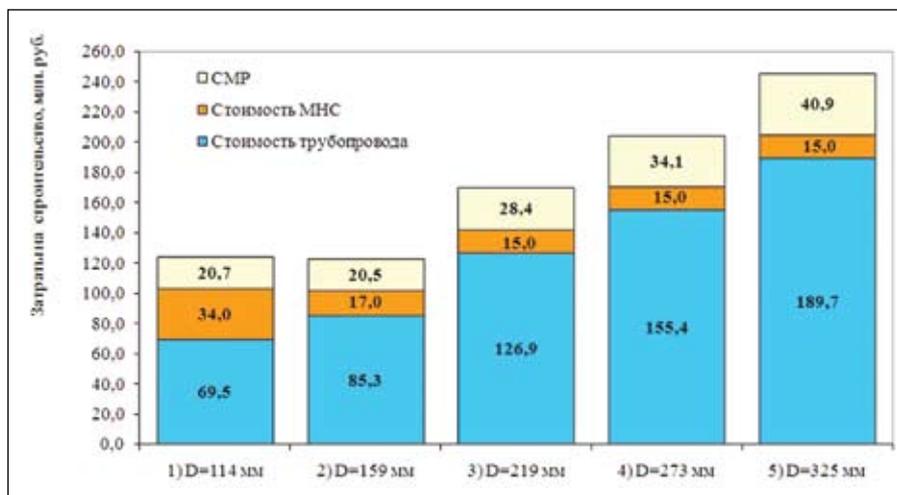


Рис. 3. Затраты на строительство системы сбора и транспорта продукции скважин

представлены на рисунке 3 и наглядно показывают разницу капитальных вложений. Оценка капитальных вложений является актуальной на этапе принятия стратегического решения по внедрению технологии сбора газа при реконструкции систем сбора месторождений, находящихся на поздней стадии разработки и при обустройстве систем сбора новых, удаленных от центральных пунктов подготовки нефти, месторождений.

Экономическая оценка возможных вариантов транспорта ГЖС показала, что при организации транспорта ГЖС по первым двум вариантам капитальные затраты сопоставимы и как минимум на 37% экономичнее других вариантов. Несмотря на существенное увеличение экономических затрат по 3–5 вариантам, технологические показатели перекачки (рис. 2) отличаются незначительно.

Опыт эксплуатации трубопроводов систем сбора и транспорта ГЖС позволяет сделать вывод, что организация транспорта ГЖС по пересеченному рельефу местности со средней скоростью потока ниже выносной скорости приводит к росту давления перекачки, пульсации. Данные осложнения сводятся к минимуму при наличии путевых подкачек, переносе трубопроводов в обход холмов и оврагов, размещении промежуточной насосной станции.

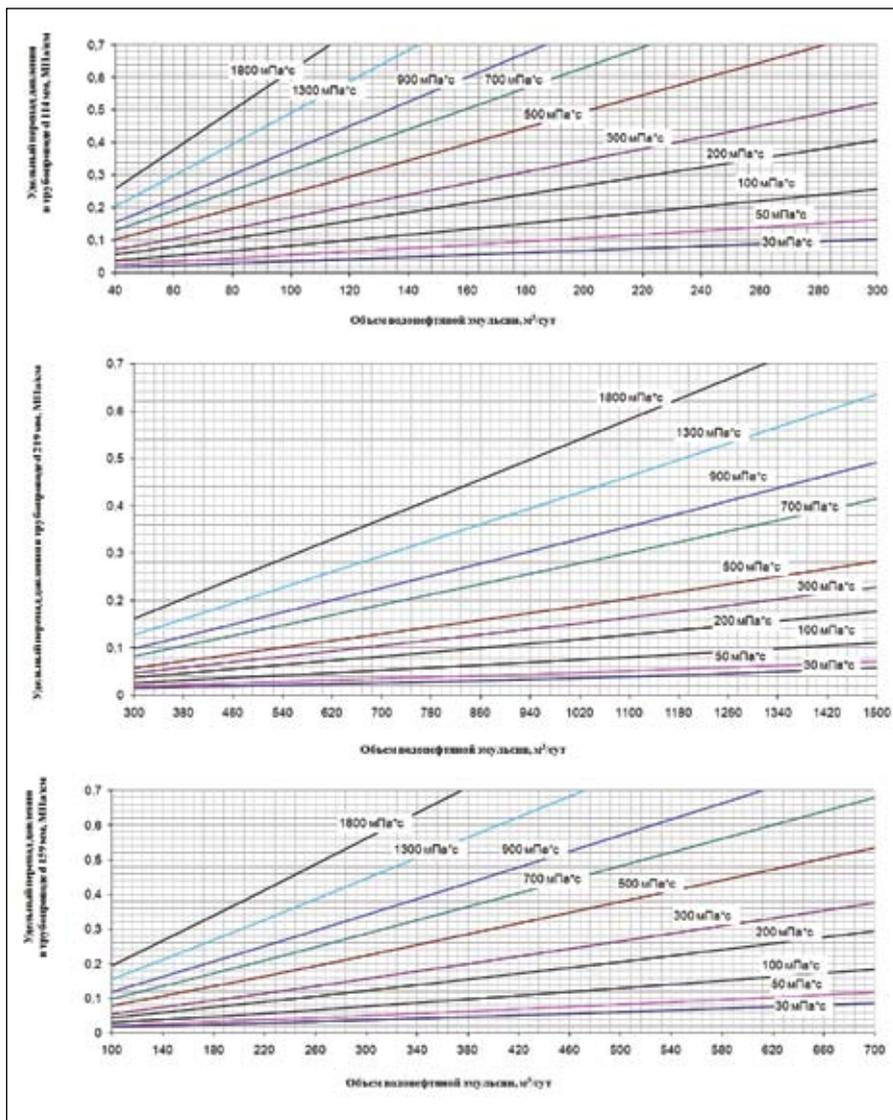


Рис. 4. Удельные перепады давления в трубопроводах диаметром 114, 159 и 219 мм

Таблица 2. Показатели перекачки ГЖС многофазными насосными станциями

| Наименование установки       | Расстояние перекачки, км | Расход жидкости, м³/сут. | Расход нефти, т/сут. | Расход газа, н.м³/сут. | Давление перекачки, МПа |
|------------------------------|--------------------------|--------------------------|----------------------|------------------------|-------------------------|
| Арланское месторождение      |                          |                          |                      |                        |                         |
| УПС-1                        | 18                       | 1026                     | 188                  | 1861                   | 1,2                     |
| УПС-3                        | 28                       | 484                      | 174                  | 1728                   | 1,7                     |
| УПС-4                        | 25                       | 804                      | 266                  | 2636                   | 1,5                     |
| УПС-5                        | 18                       | 315                      | 247                  | 2448                   | 1,3                     |
| УПС-11                       | 20                       | 426                      | 144                  | 1432                   | 1,4                     |
| УПС-12                       | 20                       | 584                      | 246                  | 2441                   | 1,4                     |
| Ардатовское месторождение    |                          |                          |                      |                        |                         |
| УПС «Ардатовка»              | 34                       | 756                      | 680                  | 4476                   | 3,2                     |
| Гордеевское месторождение    |                          |                          |                      |                        |                         |
| ДНС «Гордеевка»              | 23                       | 150                      | 96                   | 3615                   | 2,4                     |
| Ташлы-Кульское месторождение |                          |                          |                      |                        |                         |
| УПС-19                       | 29                       | 467                      | 370                  | 4500                   | 3,8                     |
| Михайловское месторождение   |                          |                          |                      |                        |                         |
| УПС-6                        | 21                       | 332                      | 184                  | 1827                   | 2,8                     |

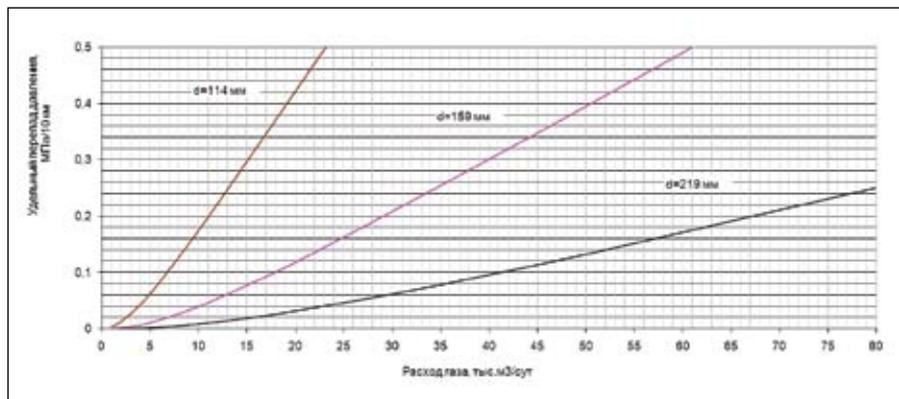


Рис. 5. Удельный перепад давления в газопроводе

На Арланском месторождении ГЖС транспортируется по трубопроводам, профиль трассы которых имеет незначительные перепады высот. Многофазные насосные станции обеспечивают совместную перекачку жидкости и газа на расстояние 18–28 км, при этом давление перекачки составляет 1,2–1,7 МПа.

На Гордеевском месторождении МНС обеспечивает транспорт ГЖС по пересеченному рельефу местности со стабильными значениями давлений.

На Ардатовском и Ташлы-Кульском месторождениях перевод нефтепроводов на перекачку ГЖС привел к значительному повышению давлений (с 2,5 до 3,8 МПа) по причине резко пересеченного рельефа местности и ламинарного режима перекачки. Согласно расчетам, скорость движения жидкости составила менее 0,5 м/с, а необходимая для выноса воды и газа скорость должна быть близкой к 1,0 м/с.

Строительство участка трубопровода УПС «Ардатовка» – НСП «Япрык» длиной 5 км по новому профилю трассы в обход горы позволило снизить давление перекачки до 3,2 МПа. Для снижения давления в нефтепроводе УПС-19 «Ташлы-Куль» – НСП «Копей-Кубово» рекомендуется проложить часть трубопровода по ровному профилю трассы в обход холмов и оврагов или разместить промежуточную насосную станцию.

Показатели перекачки ГЖС многофазными насосными станциями на месторождениях ОАО АНК «Башнефть» приведены в таблице 2.

Для проведения экспресс-оценки давления перекачки продукции скважин и подбора диаметров трубопроводов при рассмотрении возможных вариантов обустройства систем сбора и трубопроводов до пунктов сбора продукции скважин предлагается использовать диаграммы, приведенные

на рисунке 4. С помощью представленных диаграмм можно определить удельные потери давления на гидравлические сопротивления в наиболее распространенных трубопроводах (Ø114, 159, 219 мм) в системах сбора и транспорта продукции скважин в зависимости от объема транспортируемой водонефтяной эмульсии с газосодержанием 10–20 м³/м³ и значения динамической вязкости водонефтяной эмульсии.

Для проведения экспресс-оценки давления перекачки газа и подбора диаметров газопроводов предлагается использовать диаграмму, приведенную на рисунке 5. С помощью представленной диаграммы можно определить удельные потери давления в зависимости от объема транспортируемого газа средней плотностью 1,2 кг/м³.

Централизация сбора попутного нефтяного газа позволяет реализовать грамотные и экономически рентабельные решения по его использованию.

В последние годы в рамках проектов разработки месторождений ОАО АНК «Башнефть» предлагаются и широко внедряются варианты обустройства с использованием попутного нефтяного газа. Варианты использования попутного нефтяного газа приведены на рисунке 6.

В ОАО АНК «Башнефть» попутный нефтяной газ используется для собственных нужд, транспортируется на Туймазинский и Шкаповский газоперерабатывающие заводы для дальнейшей переработки или реализуется сторонним потребителям.

Электростанции поставляются как в газопоршневом, так и в газотурбинном исполнении, приводом которых является двигатель внутреннего сгорания или газовая турбина соответственно. На Метелинском месторождении размещена электростанция на базе газопоршневых агрегатов, где в качестве топлива используется природный газ. В перспективе планируется использовать попутный нефтяной газ после предварительной подготовки.

Технология закачки попутного нефтяного и природного газа газомотокомпрессорами в пласт для поддержания пластового давления применяется на Грачевском, Старо-Казанковском и Шамовском нефтяных месторожде-

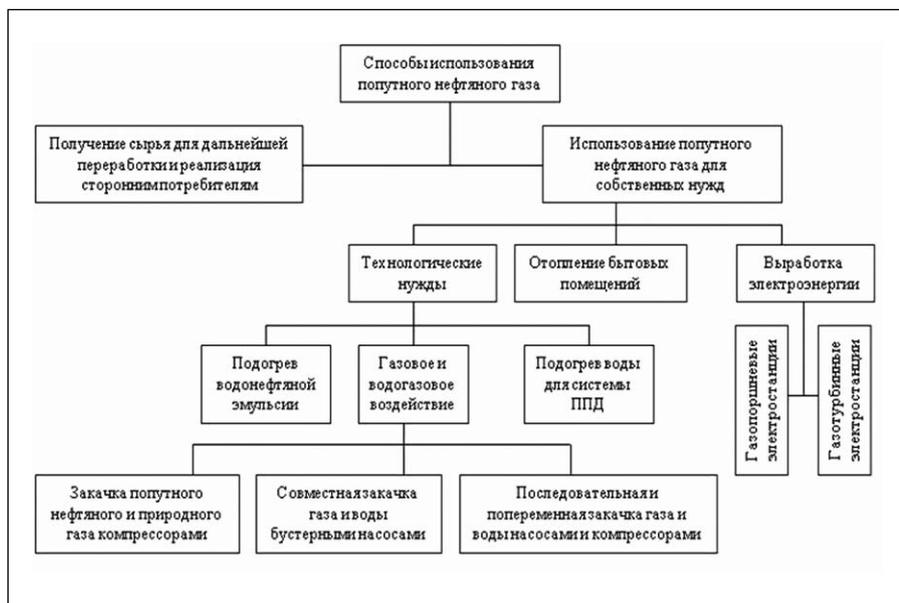


Рис. 6. Схема способов использования попутного нефтяного газа

ниях. Казанковская компрессорная станция производства ОАО «РУМО» (г. Нижний Новгород) включает в себя газомотокомпрессоры 10 ГКМ, маслоотделители, аппараты воздушного охлаждения, сепараторы и другое технологическое оборудование. Разработаны мероприятия по организации газового воздействия на Южно-Введенском и Тереклинском месторождениях.

Закачка водогазовых смесей бустерными насосами в пласт для поддержания пластового давления успешно применяется на Илишевском нефтяном месторождении и планируется на Югомашевском месторождении. Разработаны технологические схемы для внедрения попеременной закачки газа и воды насосами и компрессорами на Арланском нефтяном месторождении. Предложенная поршневая компрессорная установка типа 2ГМ4 000 «Производственная Компания «Борец» (г. Москва) обеспечит закачку попутного нефтяного газа с давлением нагнетания 25 МПа.

В ОАО АНК «Башнефть» принят курс на повышение уровня использования попутного нефтяного газа, разработан план мероприятий, реализация которого позволит увеличить уровень использования газа к 2013 году. Уже сегодня уровень использования газа ряда месторождений достигает 95%.

В ходе разработки плана мероприятий выявлены месторождения, для которых не найдено экономически

обоснованного варианта использования газа, ресурс газа не позволяет организовать рентабельный транспорт до центрального пункта сбора или потребителей. Повышение уровня использования газа рассматриваемых месторождений ведет к значительному увеличению себестоимости добычи нефти, при этом разработка становится убыточной. Дальнейшая безубыточная разработка с высоким уровнем использования попутного нефтяного газа возможна только при высокой цене реализации нефти, предоставлении государством льготного налогообложения или создании нового рынка, основанного на передаче попутного нефтяного газа, всех прав и ответственности по его использованию в полном объеме малому бизнесу. Для стимулирования потребления попутного нефтяного газа низкого качества в районе добычи необходимо решить задачу создания организационных и правовых основ процесса передачи, привлечение потенциальных потребителей посредством предоставления льготных кредитов и налоговых послаблений на период становления и развития предпринимательской деятельности.

Создание нового рынка позволит сформировать трехсторонние отношения на паритетных условиях между государством, недропользователем и малым бизнесом.

Недропользователь получит возможность снижения себестоимости добычи

нефти за счет исключения затрат на транспорт и подготовку газа или вылат, связанных со сжиганием газа, реализации определенной части углеводородного сырья непосредственно в районе его добычи для обогащения передаваемого газа.

Малый бизнес в лице фермерских хозяйств, различных производителей сельскохозяйственной и другой продукции получит энергоресурсы и возможность максимально эффективно использовать их для собственного производства.

Государство получит возможность стимулировать добычу нефти малорентабельных месторождений, производство сельскохозяйственной и другой продукции, освоение территорий и потребление углеводородного сырья в районе добычи, формировать малый бизнес, а также загрузить предприятия машиностроительного комплекса. Синергетический и мультипликационный эффекты позволят повысить экономические показатели Российской Федерации в целом.

Предлагаемая схема взаимоотношений может стать достойным дополнением проекта Федерального закона «Об использовании попутного нефтяного газа и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации», целью которого является создание правовых, экономических и организационных основ использования попутного нефтяного газа.

#### Литература:

1. Гумеров А.Г., Колпаков Л.Г., Бажайкин М.Г. и др. Центробежные насосы в системах сбора, подготовки и магистрального транспорта нефти. – М.: Недра, 1999. – 295 с.
2. Бустерная насосная установка как средство эффективного снижения давления в системе сбора нефти на Калегинском месторождении НГДУ «Арланнефть» / Мошков В.К., Куришев В.В., Виденеев С.А. и др. // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2000. – №12. – С. 28–33.
3. Комплексные инженеринговые решения по сбору и подготовке нефти на Арланском месторождении / Гизбрехт Д.Ю., Мошков В.К., Пивоварова С.Ф., Гаранин И.Н. // Нефтяное хозяйство. – 2005. – №7. – С. 106–108.
4. Современные подходы к обустройству месторождений Республики Башкортостан / Гизбрехт Д.Ю., Мерзляков В.Ф., Гарифуллин И.Ш. // Нефтяное хозяйство. – 2006. – №12. – С. 12–14.
5. Влияние скоплений воды и газа на эксплуатационные характеристики магистральных трубопроводов / Галямов А.К., Губин В.Е. – М.: ВНИИОЭНГ, 1970.
6. Рекомендации по гидравлическим расчетам трубопроводов при перекачке газожидкостных смесей / Арменский Е.А. // Тр. Башнипинефть. – 2000. – Вып. 100 (часть 1). – С. 206–211.

**Ключевые слова:** попутный нефтяной газ, газожидкостная смесь, система сбора, транспорт, гидравлический расчет, экспресс-оценка давления перекачки, подбор трубопроводов, технико-экономическая оценка, использование газа, стимулирование производства.