

# УТИЛИЗАЦИЯ ПНГ НА САМОДУРОВСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ: ДОЛГАЯ И ИЗВИЛИСТАЯ ДОРОГА К ВНЕДРЕНИЮ



Со временем водогазовое воздействие (ВГВ) на пласт станет таким же привычным методом поддержания пластового давления и повышения нефтеотдачи, как заводнение. ВГВ позволит не только извлечь остаточную нефть, но и понизить ее вязкость, при этом газовый фактор добываемой продукции возрастет. Широкое применение водогазового воздействия для повышения нефтеотдачи пластов, в том числе на месторождениях, где ПНГ сейчас утилизируется, потребует изменений в системе промыслового сбора нефти, газа и воды.

В текущем году технология насосно-эжекторной системы для утилизации ПНГ в процессе ВГВ на пласт, разработанная в 2010 году в РГУ нефти и газа им. И.М.Губкина, будет применена на Самодуровском месторождении «Оренбурнефти»...

## АЛЕКСАНДР ДРОЗДОВ

д.т.н., профессор,  
кафедра Р и ЭНМ РГУ нефти и газа им. И.М.Губкина

**В** нашей стране сжигается примерно четверть добываемого ПНГ из-за того, что существующие технологии не позволяют его использовать. По официальным данным, в 2013 году в факелах сожжено 15,8 млрд м<sup>3</sup> ПНГ, по спутниковым данным — 37,4 млрд м<sup>3</sup>. Помимо России, в лидерах по сжиганию ПНГ Нигерия — 14,7 млрд м<sup>3</sup> в год, Иран — 12 млрд м<sup>3</sup>, Ирак — 9 млрд м<sup>3</sup> и США — 7 млрд м<sup>3</sup>. Всего в мире сжигается 140 млрд м<sup>3</sup> в год.

**Насосно-эжекторные системы существенно дешевле компрессорных и бустерных установок, имеют приемлемые КПД, компактны, просты, надежны**

Еще одна проблема отрасли состоит в том, что коэффициент нефтеотдачи постоянно снижается. На сегодняшний день он составляет 0,38, его увеличение всего на 1% равносильно вводу в эксплуатацию нового крупного

месторождения. Сейчас в разработку поступают месторождения с трудноизвлекаемыми запасами, по которым расчетный КИН составляет 0,25–0,28.

Технология водогазового воздействия на пласт позволяет убить двух зайцев — утилизировать ПНГ и повысить КИН. На многих месторождениях нашей страны ПНГ содержит значительную долю азота и сероводорода, что делает нерентабельными его подготовку и подачу в газопроводы. Сейчас нефтяники часто вынуждены утилизировать ПНГ себе в убыток, чтобы не платить штрафы.

Что касается водогазового воздействия на пласт, то использование для этого дорогого и сложного в эксплуатации компрессорного оборудования — компрессоров фирмы «Ариель», бустерных насосов «Ранко» и «Синергия» — оказалось экономически не оправдано и поэтому не получило широкого распространения в России.

Однако есть выход — применение достаточно простой технологии насосно-эжекторной системы для утилизации ПНГ в процессе ВГВ на пласт, созданной РГУ нефти и газа им. И.М.Губкина в 2010 году и защищенной патентами (см. «Предлагаемое решение»).

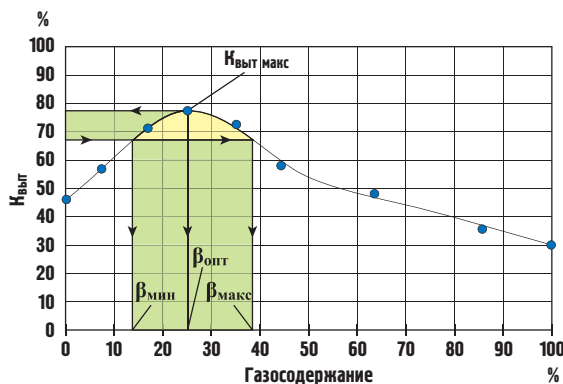
При работе установки силовой многоступенчатый центробежный насос закачивает воду в эжектор, эжектор откачивает газ из факельной линии. Также в эжектор добавляются пенообразующие ПАВ для получения на выходе мелкодисперсной водогазовой смеси, которая дожимается до необходимого давления нагнетания дожимным насосом.

При стендовых испытаниях эта система показала себя надежной и удобной в эксплуатации. В отличие от дорогостоящих и малоэффективных насосно-компрессорных систем это оборудование может успешно эксплуатироваться на месторождениях нашей страны.

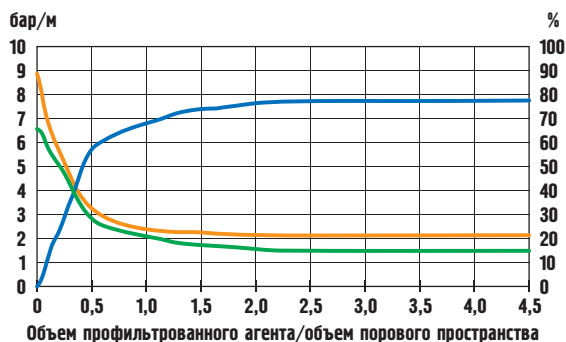
Наиболее эффективно ВГВ с оптимальным газосодержанием, которое позволяет достичь максимального коэффициента вытеснения нефти. Путем лабораторных исследований был построен график, определяющий оптимальное газосодержание для воздействия на пласт (см. «*Определение области оптимальных газосодержаний...*»).

Эта технология может применяться для нефтей разной вязкости и хороша тем, что не требует дополнительных затрат на трубопроводы — используется имею-

**ОПРЕДЕЛЕНИЕ ОБЛАСТИ ОПТИМАЛЬНЫХ ГАЗСОДЕРЖАНИЙ ВОДОГАЗОВОЙ СМЕСИ В ПЛАСТОВЫХ УСЛОВИЯХ ПРИ ФИЛЬТРАЦИОННЫХ ИССЛЕДОВАНИЯХ**



$K_{\text{выт}}$  – коэффициент вытеснения нефти  
 $\beta_{\text{мин}}$  – минимальное газосодержание, соответствующее левой границе области оптимальных газосодержаний  
 $\beta_{\text{макс}}$  – максимальное газосодержание, соответствующее правой границе области оптимальных газосодержаний



— Градиент давления (л.ш.) — Коэффициент нефтенасыщенности (п.ш.)  
 — Коэффициент вытеснения (п.ш.) — Коэффициент (л.ш.)

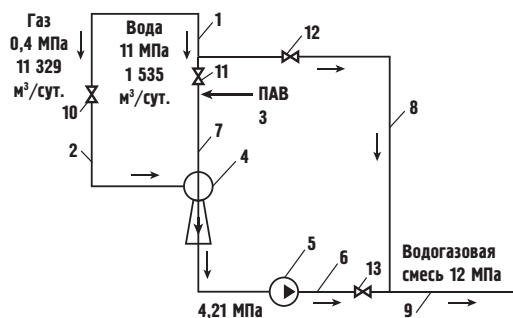
**ПРЕДЛАГАЕМОЕ РЕШЕНИЕ**



Принципиальная технологическая схема насосно-эжекторной системы для утилизации ПНГ и водогазового воздействия (патенты РФ на изобретения № 2151919, 2156893, 2190760, 2293178, 2315859)

- Эффективная, надежная и простая в обслуживании техника и технология для утилизации ПНГ и закачки водогазовой смеси в нагнетательные скважины
- Оборудование, которое может успешно эксплуатироваться в промышленных условиях российских месторождений

**СХЕМА СИСТЕМЫ ДЛЯ УТИЛИЗАЦИИ ПНГ НА САМОДУРОВСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ**



- 1 – водовод высокого давления от насосов ННС
- 2 – газопровод низкого давления от буллит ДНС
- 3 – линия подачи пенообразующих ПАВ
- 4 – эжектор
- 5 – многоступенчатый центробежный насос
- 6 – выкидная линия насоса
- 7 – линия подачи воды в сопло эжектора
- 8 – перепускная линия
- 9 – водовод от ННС до ВРП-2
- 10-13 – задвижки

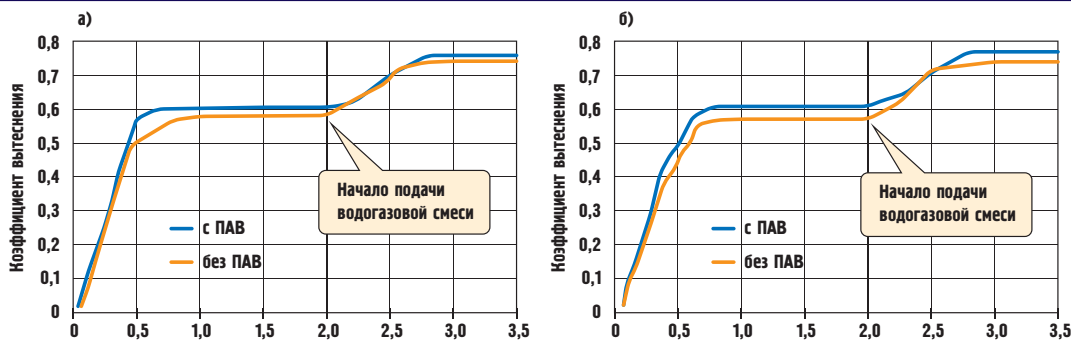


щаяся инфраструктура промышленного обустройства. Технология может быть реализована как на отдельных скважинах и кустах, так и на всем месторождении. Кроме ПАВ, можно добавлять в систему ингибиторы для решения проблемы гидратообразования.

**Обеспечивается высокая эффективность воздействия на пласт за счет нагнетания водогазовой смеси в области оптимальных газосодержаний**

Насосно-эжекторные системы имеют КПД эжектора в составе системы до 80%. Эти системы компактны, просты, надежны, мо-

**ЛАБОРАТОРНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ПО ВЫТЭСНЕНИЮ НЕФТИ ВОДОГАЗОВЫМИ СМЕСЯМИ ПРИМЕНИТЕЛЬНО К УСЛОВИЯМ САМОДУРОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ**



Зависимости коэффициента вытеснения нефти пластовой водой и водогазовой смесью для газосодержаний 13% (а) и 25% (б) от отношения прокананных поровых объемов к общему объему пор в модели для условий Самодуровского месторождения без добавления ПАВ и с ПАВ. (Самодуровское месторождение находится на завершающей стадии разработки с применением заводнения)

гут успешно адаптироваться к изменяющемуся в несколько раз расходу газа.

В 2010 году по заказу «Оренбургнефти» была разработана такая система ВГВ. Для внедрения необходимо было спроектировать

**Технология использует имеющуюся инфраструктуру промышленного обустройства, не имеет ограничений по расходу воды**

обустройство опытного участка; эту работу выполнил институт «Оренбургнефти» с помощью консультаций РГУ им. И.М.Губкина. Но внедрение не состоялось, поскольку уже началась подготовка к продаже активов ТНК-ВР компании «Роснефть» и вкладывать средства в наукоемкие проекты никто не хотел.

**Технология может успешно адаптироваться к изменяющемуся в несколько раз расходу газа, решает проблемы гидратообразования и прорывов газа в скважину**

Но ныне проектом занимается «Новомет-Пермь». Компания выиграла тендер, проведенный в 2014 году «Оренбургнефтью», и уже изготавливает установку. Ее внедрение на Самодуровском месторождении намечено на 2015 год (см. «Схема системы для утилизации ПНГ...»).



Основным эксплуатационным горизонтом на этом месторождении является Т1, карбонатный коллектор, глубина залегания около 1800 метров. ПНГ на этом месторождении содержит 20–

45% азота, присутствует и сероводород. Газ достаточно сложного состава, поэтому и было принято решение закачивать его в пласт, чтобы повысить нефтеотдачу.

## ДИСКУССИИ:

**Р. Камалетдинов (ЭС МД):** В отношении Самодуровского месторождения экономика проекта просчитывалась?

**А.Д.:** Да, экономика просчитывалась. Мы даже не брали в расчет возможный эффект по повышению нефтеотдачи. Исходя только из штрафов за сжигание попутного газа, окупаемость проекта должна наступить через 3,5–4 года.

**Р.К.:** Есть ли у вас в портфеле предложения по подготовке тяжелых битуминозных нефтей?

**А.Д.:** К сожалению, на нашей кафедре этими вопросами не занимаются, но я знаю много небольших компаний, которые предлагают интересные решения. В частности, это не требующий сложных технологий холодный крекинг нефти с помощью кавитации, который снижает вязкость нефти. Работы эти сейчас находятся на стадии ОПИ.

**Р.К.:** Есть ли необходимость национального стандарта в области подготовки нефти и газа?

**А.Д.:** Уже существуют требования к качеству нефти, подаваемой в магистральные нефтепроводы, но, на мой взгляд, они требуют пересмотра и обновления. Что касается стандартизации оборудования для подготовки нефти, то здесь сложность в том, что установки комплексной подготовки нефти так же сильно отличаются одна от другой, как отличаются свойства нефтей. Но я считаю, что это предложение актуально и позволит увеличить эффективность и качество подготовки нефти.

**Вопрос:** Для месторождения с каким газовым фактором рекомендуется эта технология?

**А.Д.:** Если на месторождении газовый фактор 1000–1500 кубометров на кубометр, то не имеет смысла использовать только ВГВ. За границей применяется еще такой способ использования ПНГ — для повышения нефтеотдачи часть ПНГ применяют для ВГВ, а оставшуюся часть закачивают в искусственное подземное хранилище, чтобы использовать его, когда месторождение будет истощено.

**Вопрос:** Прорабатывался ли вопрос воздействия попутного газа Самодуровского месторождения, богатого азотом и сероводородом, на оборудование для механического подъема нефти?

**А.Д.:** Поскольку при механизированной добыче скважинная жидкость поднимается на поверхность с тем же попутным газом и пластовой водой, то специалисты на месторождении подобрали композиции химреагентов, которые помогают снизить негативное воздействие вредных элементов.

**Вопрос:** Рассматривалась ли экономическая составляющая этого проекта с учетом затрат и прибыли от внедрения?

**А.Д.:** Экономическая сторона просчитывалась, но из расчета стоимости нефти \$100 за баррель. Сейчас цена упала, и что будет дальше, предсказать сложно, но могу утверждать, что метод насосно-эжекторного ВГВ является одним из самых экономичных способов повышения КИН.



В РГУ им. И.М.Губкина также были проведены лабораторные исследования по вытеснению нефти водогазовыми смесями различного состава применительно к Самодуровскому месторождению. На графиках (см. «Лабо-

раторные исследования...») видно, как возрастает коэффициент вытеснения нефти при использовании водогазовой смеси.

В РГУ им. И.М.Губкина были также проведены расчеты движения водо-газовой смеси и настрой-

ки гидравлической модели для этого проекта. Вода на установке будет подаваться в сопло эжектора от насосов ППД, расход воды 1535 м<sup>3</sup> в сутки, расходы газа меняются, максимальное значение — 20 тыс. м<sup>3</sup> в сутки.

Целесообразно осуществлять сепарацию ПНГ непосредственно на кустах скважин, направлять часть газа на ВГВ с необходимым оптимальным газосодержанием, а другую часть — на УКПН. Это позволит существенно сократить затраты на сбор и транспорт продукции. При этом на кустах скважин следует проводить также предварительный сброс воды и закачивать ее вместе с газом в нагнетательные скважины.

Можно также вернуться к двухтрубной системе сбора, чтобы сбросить гидравлические сопротивления и устьевые давления скважины. Здесь можно применить сталеполимерные трубы или шлангокабели. 