

ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ ВОДОГАЗОВОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ НАСОСНО-ЭЖЕКТОРНЫХ СИСТЕМ (ПРИ РАЗРАБОТКЕ ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ) *

EFFICIENCY OF APPLICATION OF WATER GAS INFLUENCE WITH USE PUMP BLOWER SYSTEMS WHEN DEVELOPING GAS-CONDENSATE FIELDS

Г.Г. Булатов - зав. научно-исследовательской лабораторией «Новые газовые технологии», доцент кафедры разработки и эксплуатации газовых и газоконденсатных месторождений РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина, к.т.н.

George G. Bulatov - manager of research laboratory «New gas technologies», the associate professor of development and operation gas and gas-condensate fields of RSU of oil and gas named after I.M. Gubkin, Candidate of Technical Sciences

В.М. Матиив - старший преподаватель кафедры Международного нефтегазового бизнеса, к.э.н.

Vitaly M. Matiiv - senior teacher of chair of the International oil and gas business, Candidate of Economical Sciences

Водогазовое воздействие (ВГВ) является одним из наиболее эффективных методов увеличения углеводородоотдачи пластов. Использование наземных насосно-эжекторных систем является перспективной технологией для его реализации. Проведенный авторами анализ экономической эффективности предлагаемой технологии ВГВ показал наличие высокого её потенциала в нефтегазовой промышленности. Технология характеризуется относительно невысокими объёмами капитальных вложений, малым сроком окупаемости и высокой нормой внутренней рентабельности.

Water gas influence (VGV) is one of the most effective methods of increase return of hydrocarbonic layers. Use land pump blower systems is perspective technology for its realization. The analysis of economic efficiency of offered VGV technology carried out by authors showed existence of its high potential in the oil and gas industry. The technology is characterized by rather low volumes of capital investments, a small payback period and high standard of internal profitability.

Ключевые слова: водогазовое воздействие, углеводородоотдача пластов, насосно-эжекторные системы, мелкодисперсные водогазовые смеси, пенообразующие, капитальные затраты, объём дополнительной добычи, цены на газовый конденсат

Keywords: water gas influence, return of hydrocarbonic layers, pump blower systems, small dispersion of water gas mixes, foam, capital expenditure, volume of additional production, price for gas condensate

В настоящее время общеизвестно, что водогазовое воздействие (или Simultaneous Water Alternating Gas (SWAG) Injection) является одним из наиболее эффективных методов увеличения углеводородоотдачи пластов. К традиционным методам водогазового воздействия можно отнести компрессорные технологии и технологии с применением бустерных насосов-компрессоров. Однако, традиционные методы водогазового воздействия не получили широкого распространения на месторождениях России. Это связано с рядом технических и экономических трудностей.

Компрессорные технологии требуют приобретения дорогостоящего импортного компрессорного оборудования, сооружения установок по осушке газа, что приводит к большим капитальным

вложениям на стадии строительства и к высоким эксплуатационным затратам в процессе работы.

Применение бустерных насосов-компрессоров невозможно без создания высоких давлений газа на приеме и тоже является дорогостоящим мероприятием. Кроме того, бустерными насосами трудно обеспечить высокую производительность, необходимую для реализации ВГВ на месторождениях в целом.

Также при попеременной закачке воды и газа в пласт, практикуемой в компрессорных и бустерных технологиях, возможны прорывы крупных объемов газа к забоям добывающих скважин, что приводит к прекращению их нормальной эксплуатации и потерям в добыче нефти.

Использование наземных насосно-эжекторных систем является перспективной технологией для

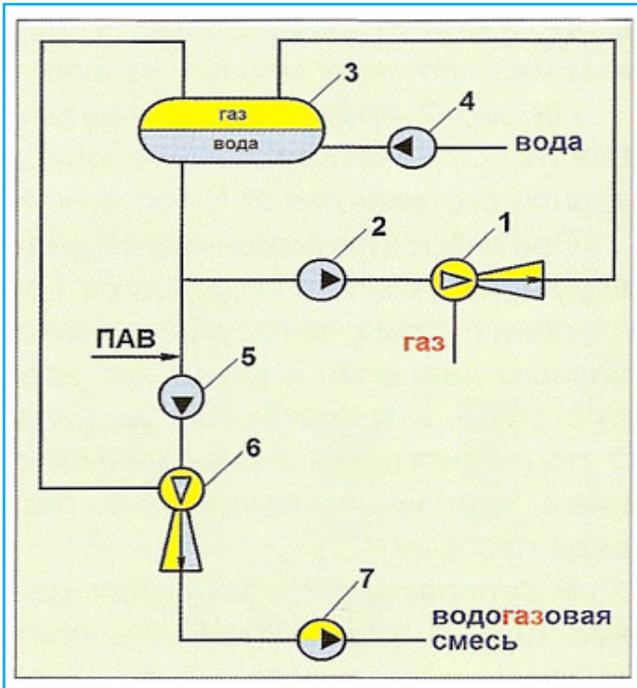


Рис. 1. Принципиальная схема насосно-эжекторной системы для нагнетания водогазовой смеси в пласт
1 – эжектор первой ступени сжатия; 2, 4, 5, 7 – многоступенчатые лопастные насосы; 3 – гравитационный сепаратор; 6 – эжектор второй ступени сжатия

реализации ВГВ. Такие системы позволяют готовить на поверхности мелкодисперсные водогазовые смеси с пенообразующими ПАВ и закачивать их в пласт эффективным, надёжным и простым в обслуживании оборудованием, которое может успешно эксплуатироваться в промышленных условиях российских месторождений. Немаловажным обстоятельством является то, что вся техника для насосно-эжекторного ВГВ может быть изготовлена на отечественных машиностроительных заводах.

На рис. 1 представлена одна из возможных принципиальных технологических схем насосно-эжекторных систем для ВГВ. При работе системы насос 2 нагнетает воду в рабочее сопло эжектора 1 первой ступени сжатия, который откачивает газ низкого давления и нагнетает водогазовую смесь в сепаратор 3 под некоторым повышенным давлением. Туда же, в сепаратор 3, подается вода на-

сосом 4. В сепараторе 3 происходит разделение газа и воды. Жидкость поступает далее на прием насосов 2 и 5, а газ идет на прием эжектора 6 второй ступени сжатия. В первой ступени сжатия газа жидкость циркулирует по замкнутому контуру с расходом, равным подаче насоса 2. При этом циркулирующая вода существенно нагревается за счет перехода потерь энергии в насосе 2 и эжекторе 1 в тепло. Охлаждение циркулирующей жидкости и, соответственно, нагрев воды, подаваемой насосом 4 для закачки в нагнетательную скважину, осуществляется путем теплообмена при смешении двух потоков воды в сепараторе 3. Этот нагрев полностью предотвращает выпадение гидратов при последующем повышении давления водогазовой смеси.

Вода поступает из сепаратора 3 на прием насоса 5. Туда же подается пенообразующее ПАВ дозировочным плунжерным насосом (на схеме не показан). Насос 5 нагнетает воду с ПАВ в сопло эжектора 6 второй ступени сжатия, откачивающего газ из сепаратора 3. После эжектора 6 мелкодисперсная водогазовая смесь с повышенным давлением направляется на вход насоса 7, который дожимает смесь до требуемой величины давления нагнетания, не испытывая при этом вредного влияния свободного газа.

Таким образом, нагретая водогазовая смесь, пройдя третью ступень сжатия в насосе 7, нагнетается под необходимым давлением в скважину без всякой опасности выпадения гидратов. Наличие ПАВ и мелкодисперсная структура смеси способствуют минимизации потерь на скольжение при нисходящем движении по стволу скважины.

На сегодняшний день проведенные теоретические расчеты, а также результаты стендовых и промышленных исследований позволили разработать новые технические решения. Например, система многоступенчатого сжатия газа позволяет расширить рабочий диапазон режимных параметров, применение ПАВ с созданием мелкодисперсной структуры смеси способствует повышению области бескавитационной работы ЭЦН и минимизации потерь на скольжение в стволе скважины.

Предложенная схема водогазового воздействия отличается простой в использовании и высокими показателями технико-экономической эффективности.

Источниками экономической эффективности водогазового воздействия являются: увеличение коэффициента извлечения углеводородов, повышение текущих темпов отбора, продление периода рентабельной эксплуатации нефте- и газоконденсатных месторождений, повышение рациональности эксплуатации недр.

На рис. 2 представлена динамика денежного потока при минимальном масштабе внедрения

Табл. 1

Показатели эффективности

| Показатель | Значение | Ед. изм. |
|---------------------------------|------------|----------|
| ЧДД | 13 279 386 | руб. |
| Дисконтированные затраты | 7 201 919 | руб. |
| Период окупаемости (диск.) | 1 | лет |
| Внутренняя норма рентабельности | 3,52 | доли ед. |
| Индекс доходности | 2,84 | руб. |

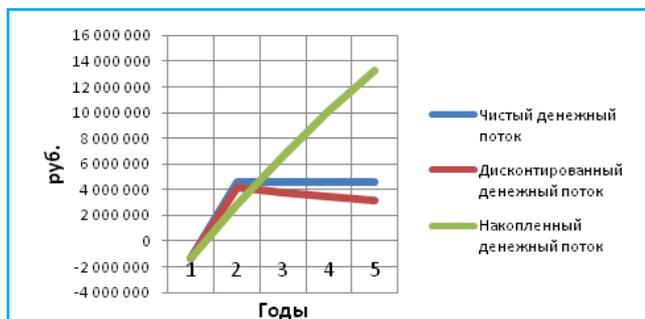


Рис. 2. Денежные потоки проекта внедрения водогазового воздействия

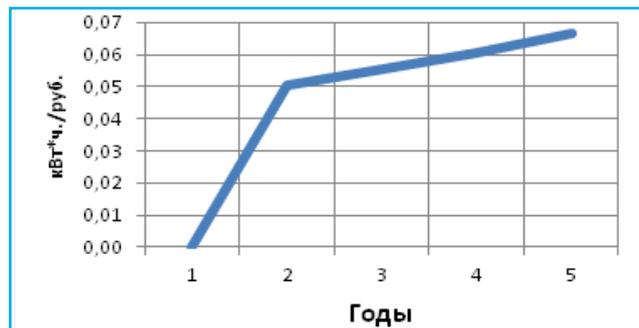


Рис. 3. Динамика удельных энергозатрат на создание экономического эффекта

предложенной технологии. Расчеты выполнены для условного газоконденсатного месторождения с прогнозируемым увеличением дебитов на 7%. Объем дополнительной добычи составляет 3.8 тыс. т. Итоговые показатели эффективности приведены в табл. 1.

Следует отметить низкую энергоёмкость дополнительной добычи при внедрении водогазового воздействия. На рис. 3 представлена прогнозная динамика удельных энергозатрат.

Средняя энергоёмкость на единицу ЧДД составляет 0,06 кВт*ч/1 руб. Кроме того предлагаемая технология характеризуется высоким значением чистой прибыли на единицу дополнительной добычи. На рис. 4 представлено сравнение динамики удельных эксплуатационных затрат и удельной прибыли на единицу дополнительной добычи УВ.

В целях определения пределов рентабельной эксплуатации технологии определена чувствительность показателей эффективности к изменчивости переменных внешнего и внутреннего окружения проекта. Проведенный анализ чувствительности ЧДД показал, что наибольшее влияние на экономическую эффективность водогазового воздействия оказывают следующие факторы в порядке возрастания влияния:

- капитальные затраты на создание инфраструктуры;
- объем дополнительной добычи;
- цены на газовый конденсат.

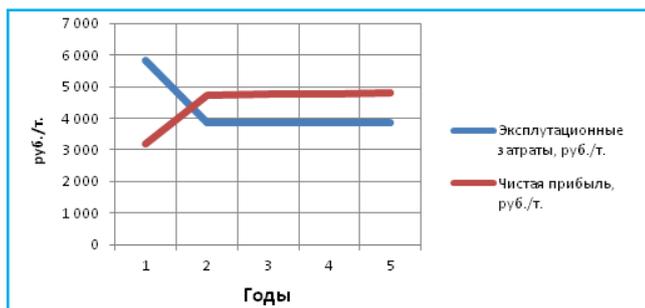


Рис. 4. Сравнение удельных эксплуатационных затрат и удельной чистой прибыли

На рис. 5 представлена диаграмма влияния переменных факторов на чистый дисконтированный доход при использовании водогазового воздействия.

Из рисунка следует, что влияние цен и объемов дополнительной добычи линейно и одинаково по степени влияния на ЧДД проекта. Предельный уровень превышения инвестиционного бюджета от базового уровня составляет 300%, что эквивалентно 15.9 млн. руб. Минимальная цена, обеспечивающая рентабельное применение технологии составляет 6000 руб./т (-50% от базового уровня цены) стабильного газового конденсата. Объем дополнительной добычи обеспечивающий точку безубыточности составляет 364 т./г. (-47% от базового уровня).

Проведенный анализ экономической эффективности предложенной технологии водогазового воздействия показал наличие высокого потенциала данной технологии в нефтегазовой промышленности. Технология характеризуется относительно невысокими объемами капитальных вложений, малым сроком окупаемости и высокой нормой внутренней рентабельности. Оценка пределов рентабельного применения водогазового воздействия подтвердила устойчивость режимов эксплуатации к таким факторам неопределенности, как цены на стабильный газовой конденсат и объем дополнительной добычи.

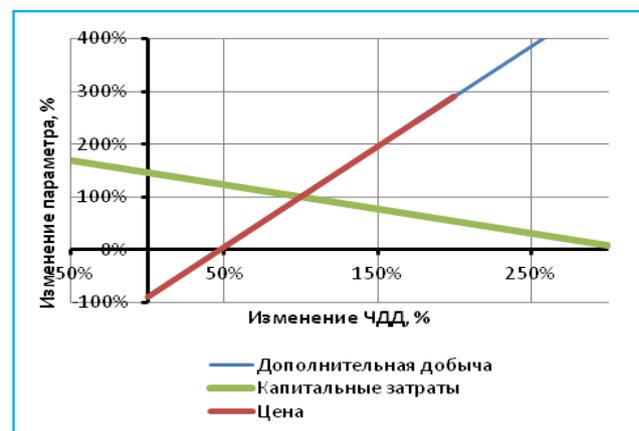


Рис. 5. Чувствительность ЧДД к изменению цен и объемов дополнительной добычи