

УДК 665.7:543.053

Газлифтные технологии для удаления жидкости с забоя газовых и газоконденсатных скважин

Е.А. Ананьева^{1*}, В.Д. Балашова¹, С.В. Тяжких²

¹ Филиал ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в г. Ухта, Российская Федерация, 169330, Республика Коми, г. Ухта, ул. Севастопольская, д. 1-а

² Филиал ООО «Газпром добыча Краснодар» – Вуктыльское ГПУ, Российская Федерация, 169716, Республика Коми, г. Вуктыль, ул. Пионерская, д. 4

* E-mail: e.ananyeva@sng.vniigaz.gazprom.ru

Тезисы. Известно, что эксплуатация газоконденсатных скважин сопровождается осложнениями, связанными со скоплением жидкости на ее забое, приводящими к снижению дебита и/или полной остановке скважины. Ситуация обостряется на завершаемом этапе разработки газоконденсатных месторождений, таких как Вуктыльское нефтегазоконденсатное месторождение (НГКМ).

Филиалом ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в г. Ухта внедрена в промышленном масштабе газлифтная технология удаления жидкости с забоя газоконденсатных скважин с помощью энергии газа высокого давления (ГВД). Технология оказалась технически возможной и экономически целесообразной для применения в скважинах Вуктыльского НГКМ, так как рядом с месторождением находится источник ГВД – магистральный газопровод СРТО – Ухта – Торжок.

Под технологию переоборудованы 86 скважин месторождения. Введены в эксплуатацию низкодебитные и простаивающие скважины, работающие с остановками и/или в пульсирующем режиме.

Технология позволяет эксплуатировать скважины в непрерывном и периодическом режимах.

Ключевые слова: эксплуатация, скважина, газовый конденсат, скопление жидкости, забой, газлифтная технология, газ высокого давления, режим.

При эксплуатации газоконденсатных месторождений, находящихся на завершающей стадии разработки, одной из основных задач является обеспечение проектных показателей их разработки.

Эксплуатация таких месторождений характеризуется рядом осложнений, связанных с истощением пластовой энергии. Наиболее распространенным из них является скопление на забое скважин жидкости (газовый конденсат и попутная вода), что приводит к снижению скорости восходящего потока продукции скважины (дебита) и в конечном итоге к прекращению фонтанирования – остановке скважины. Возникающие осложнения требуют применения специальных технических и технологических решений.

Филиалом ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в г. Ухта внедрена на Вуктыльском нефтегазоконденсатном месторождении (НГКМ) газлифтная технология удаления жидкости с забоя скважин с помощью газа высокого давления (ГВД). Этот способ эксплуатации скважин оказался технически возможным и экономически целесообразным, так как рядом с месторождением находится источник энергии ГВД – магистральный газопровод СРТО – Ухта – Торжок.

Для реализации технологии была произведена соответствующая обвязка устья скважин (рис. 1). Газ высокого давления из магистрального газопровода 7 поступает в блок распределения ГВД и затем через замерные узлы по трубопроводу 4 – на устье скважин, может подаваться как в затрубное пространство, так и в насосно-компрессорные трубы (НКТ).

Необходимым условием реализации технологии является достижение минимально необходимой скорости потока, $Q_{\text{мин}}$ для выноса жидкой фазы с забоя скважины, при расчете которой приняты и использованы основные показатели [1, 2]:

- фактическая скорость восходящего потока газожидкостной смеси (ГЖС) в скважине;
- минимально необходимая скорость потока ГЖС для обеспечения выноса жидкости с забоя скважины (режим «реверс»);

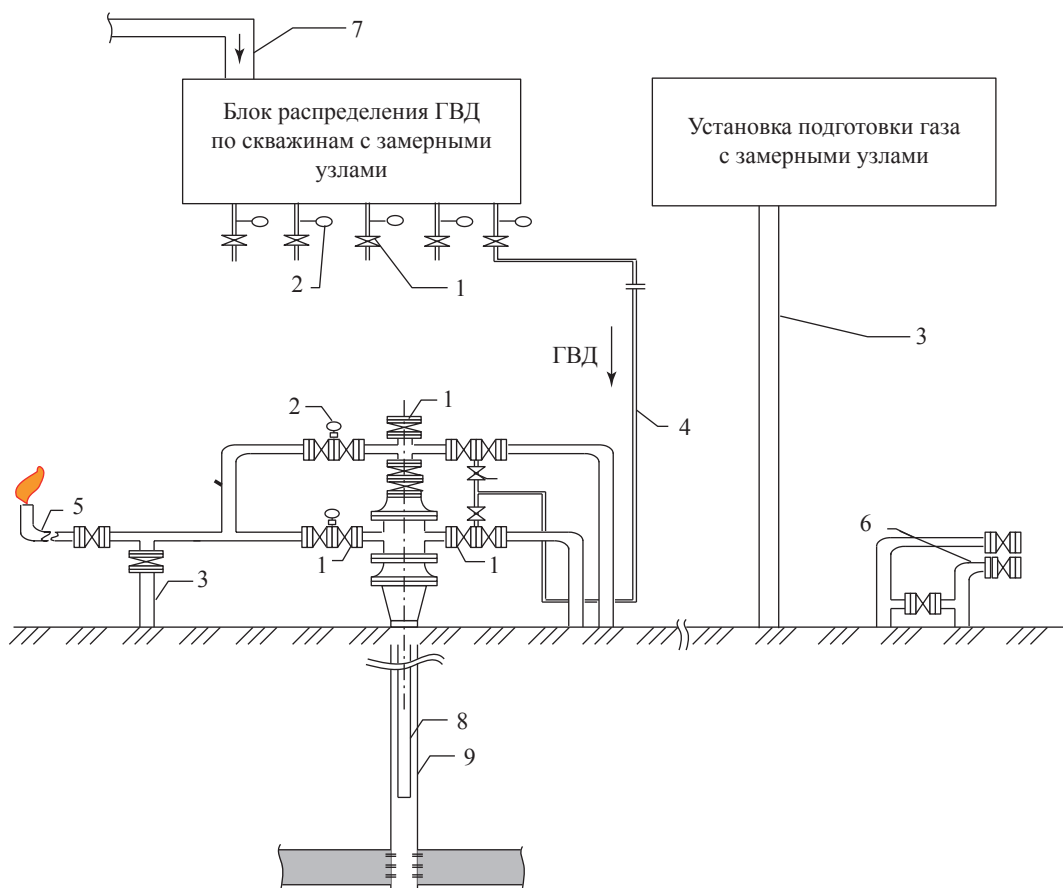


Рис. 1. Принципиальная схема обвязки скважин и размещения оборудования: 1 – задвижка; 2 – манометр; 3 – шлейф; 4 – линия подачи ГВД; 5 – факельная линия; 6 – задавочный узел; 7 – газопровод с ГВД; 8 – НКТ; 9 – эксплуатационная колонна

- скорость восходящего потока ГЖС, при которой наступает режим накопления жидкости на забое (режим «захлебывание»);

- минимально необходимые величины дебита скважины по газу, $Q_{\text{мн}}$, и расхода ГВД, обеспечивающие переход скважины от режима накопления жидкости на забое к режиму «реверс»;

- давление ГВД.

Расчет минимально необходимой скорости потока (дебита) для устойчивого выноса жидкости проведен по формуле, полученной специалистами филиала ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в г. Ухта в результате специальных экспериментальных исследований скважин Вуктыльского НГКМ:

$$v_{\text{мн}} = 0,412 \sqrt{\frac{\rho_{\text{ж}} - \rho_{\text{г}}}{\rho_{\text{г}}}}$$

где $\rho_{\text{ж}}$ – плотность жидкости, кг/м^3 ; $\rho_{\text{г}}$ – плотность газа при заданном давлении, кг/м^3 .

По результатам расчетов построены зависимости $v_{\text{мн}}$ и $Q_{\text{мн}}$ от давления, которые рекомендуются для практического использования в условиях Вуктыльского НГКМ (рис. 2).

На рис. 3 приведена диаграмма зависимости удельного дебита жидкости от скорости газа на башмаке НКТ.

На Вуктыльском НГКМ под технологию переоборудованы 86 скважин, введены в эксплуатацию скважины низкодебитные, простаивающие, работающие с периодическими остановками и в пульсирующем режиме.

Рост фонда скважин с дебитом газа до 10 тыс. $\text{м}^3/\text{сут}$, работающих по технологии в непрерывном режиме, повлек резкое увеличение расхода ГВД, поэтому часть скважин переведена на периодическую эксплуатацию.

Скважины переводятся на периодический газлифт по принципу определения максимально возможного периода работы скважины фонтанным способом. Ряд скважин (в том числе

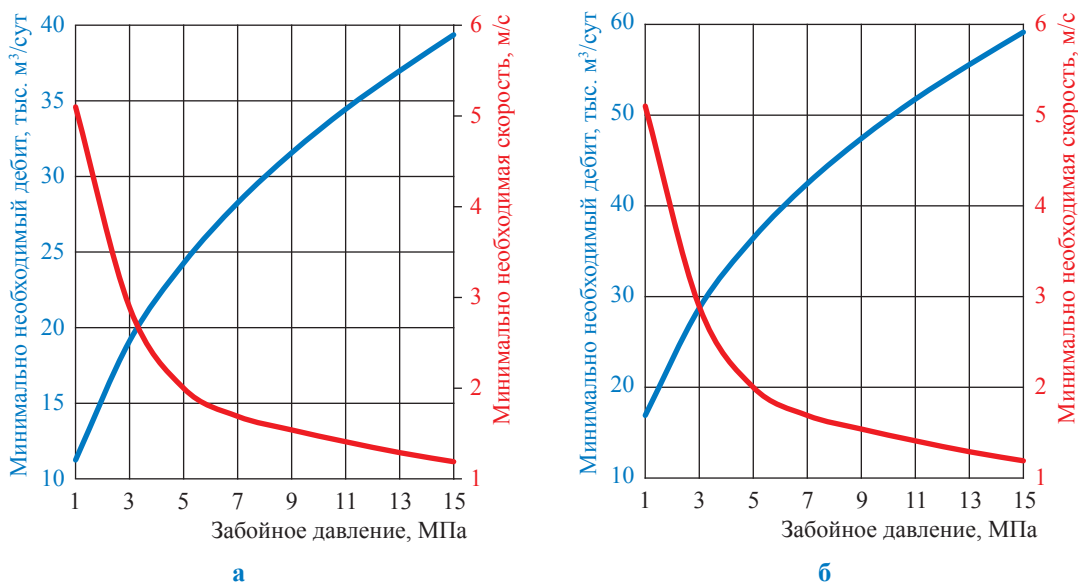


Рис. 2. Зависимость скорости потока и дебита скважины по газу для выноса жидкости от забойного давления для условий Вуктыльского НГКМ: а – НКТ диаметром 73 мм; б – НКТ диаметром 89 мм

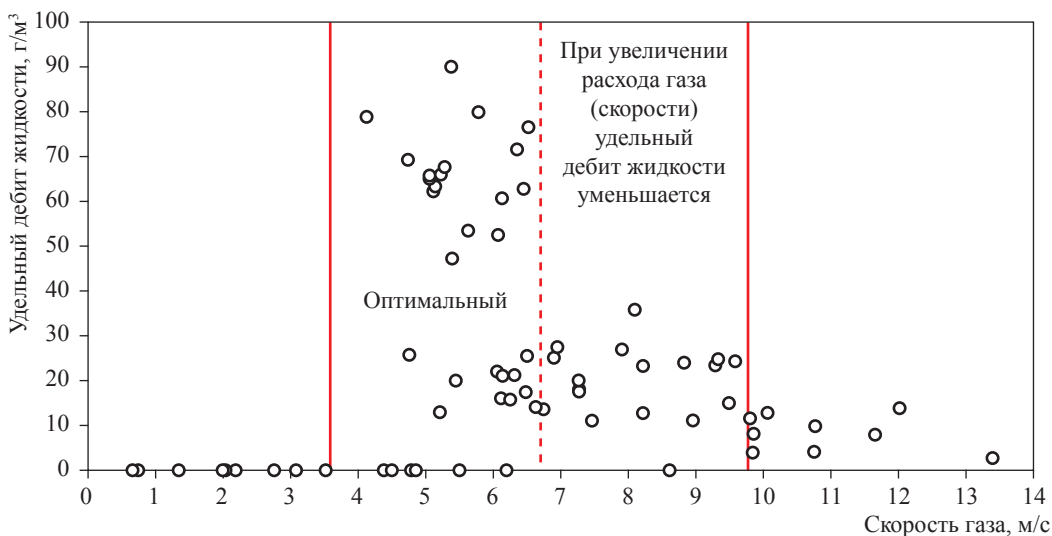


Рис. 3. Зависимость удельного дебита жидкости от скорости газа по данным промысловых исследований скважин Вуктыльского НГКМ

и с дебитами до 10 тыс. м³/сут) после отключения ГВД самозадавливаются в течение 1...3 ч, а при подаче ГВД не осваиваются. Происходит поглощение ГВД интервалами, находящимися выше башмака НКТ, для таких скважин альтернативы непрерывному газлифту нет (за исключением струйного насоса). Выбор периодического или непрерывного газлифта, кольцевой или центральной системы подачи энергетического газа зависит от геолого-технических условий скважины и является индивидуальным решением для каждого случая.

В связи с дальнейшим снижением пластовой энергии применение технологии в некоторых скважинах Вуктыльского НГКМ стало неэффективным, потребовались новые решения по эксплуатации скважин.

В этих условиях применяют установку скважинного струйного насоса с использованием в качестве рабочего агента ГВД, особенно для скважин с большим содержанием жидкости в продукции.

Газлифтно-струйная технология позволила значительно увеличить скорость восходящего

потока в скважинах. Внедрение этой технологии эксплуатации скважин со стационарным насосом, установленным на забое скважины, позволило только за один год получить фактический экономический эффект 86,4 млн руб.

Однако изменение продуктивных характеристик скважин требует применение насоса с соответствующей характеристикой. Так как замена стационарного насоса возможна только в рамках полноценного капитального ремонта скважин (КРС, подъем и спуск на НКТ), требующего значительных финансовых затрат, филиалом ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в г. Ухта разработан извлекаемый струйный насос, позволяющий производить замену рабочей вставки насоса без проведения КРС. При этом корпус насоса спускается на НКТ при проведении КРС, а рабочие вставки, рассчитанные на определенные условия эксплуатации, спускают и извлекают с применением канатной техники (например, геофизического кабеля) без привлечения бригады КРС.

В 2019 г. с непрерывной подачей газа высокого давления работали 17 скважин Вуктыльского НГКМ, в том числе четыре, оборудованные струйным насосом (скважины № 80, 199 (стационарный насос), обустроенные в августе 2014 г.; скважины № 26, 177 – в 2015 г.), на периодическом газлифте – 34 скважины.

При проведении авторского сопровождения разработки Вуктыльского НГКМ филиалом ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в г. Ухта отслеживается динамика основных показателей применения газлифтной технологии, в том числе количества скважин и объема добычи продукции (рис. 4).

В связи с прогрессирующим обводнением месторождений, находящихся на завершающей стадии разработки, и, как следствие, скоплением жидкости на забое скважин необходимо проводить своевременные расчеты и прогнозирование условий выноса этой жидкости из скважин. Это позволит заблаговременно принять необходимые меры, подготовить технические и технологические решения для предотвращения самоглушения скважин и дальнейшей эффективной их эксплуатации.

Результаты анализа эффективности работы скважин Вуктыльского НГКМ показывают, что проблема самоглушения скважин остается актуальной, а разработанные и представленные газлифтные технологии – востребованными.

На Вуктыльском НГКМ применяется также способ импульсной эксплуатации скважины с периодической подачей ГВД.

Одним из основных условий снижения продуктивности газоконденсатной скважины является накопление в призабойной зоне пласта ретроградного конденсата. Увеличение насыщенности коллектора жидкостью приводит к уменьшению его фазовой проницаемости для газа. Уменьшение фазовой проницаемости по газу резко снижает продуктивность скважины как по газу, так и по газовому конденсату, поскольку в газовой фазе поступает большое количество конденсата (C_{5+}). Из-за уменьшения скорости газа ниже минимально необходимой для выноса жидкости происходит выпадение тяжелых углеводородов в скважине с последующим ее накоплением на забое. Использование газлифтного способа эксплуатации (периодический, непрерывный) не позволяет удалять жидкость из призабойной зоны пласта. Таким образом, получаем «сухую» (при замере нет накопления жидкости в сепараторе), низкопродуктивную, газлифтную скважину. Одним из наиболее эффективных способов повышения продуктивности газоконденсатной скважины является обработка пласта углеводородным газом.

Предлагаемый способ предназначен для эксплуатации низкодебитных газлифтных скважин и представляет собой циклическую обработку призабойной зоны скважин ГВД с последующим извлечением смеси пластового и закачанного газа с растворенными ретроградными углеводородами и продувкой скважины под башмак с помощью газлифта.

Импульсная эксплуатация скважин с периодической подачей ГВД состоит из трех этапов:

1. Самостоятельная работа скважины. Вынос жидкости из скважины и шлейфа импульсом давления, работа смесью закачанного газа, пластового газа и ретроградного конденсата. По мере снижения дебита газа – накопление жидкости в стволе скважины.

2. Работа скважины газлифтным способом. Удаление жидкости из скважины продувкой под башмак НКТ. Вынос жидкости из шлейфа скважины.

3. Подача ГВД в остановленную скважину. Оттеснение оставшейся жидкости в пласт, обработка призабойной зоны пласта ГВД, создание импульса давления для пуска скважины в работу.

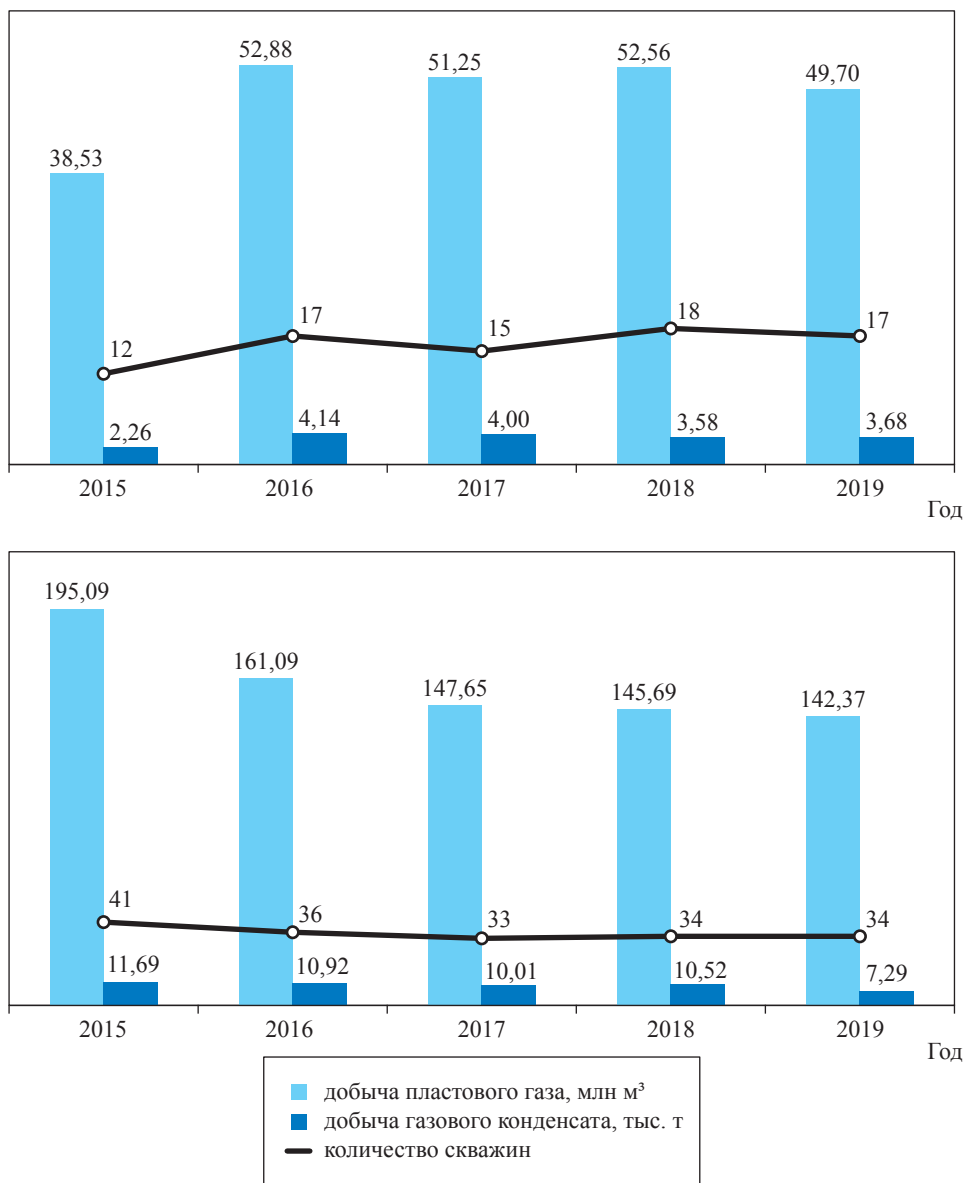


Рис. 4. Динамика показателей скважин, работающих в непрерывном (а) и периодическом (б) режимах

Время каждого периода, расход ГВД подбирается индивидуально для каждой скважины по результатам промысловых исследований.

Анализ разработанных газлифтных технологий, применяемых на Вуктыльском НГКМ, показывает, что благодаря тесному деловому сотрудничеству специалистов Вуктыльского ГПУ и филиала ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в г. Ухта был реанимирован значительный фонд скважин, что, в свою очередь, позволяет извлекать остаточные запасы углеводородов и обеспечивать проектные показатели разработки месторождения.

Список литературы

1. Гриценко А.И. Гидродинамика газожидкостных смесей в скважинах и трубопроводах / А.И. Гриценко, О.В. Клапчук, Ю.А. Храпченко. – М.: Недра, 1994. – 238 с.
2. Артемьев В.Н. Инженерные расчеты при разработке нефтяных месторождений. Т. 1. Скважина – промысловый сбор – ППД / В.Н. Артемьев, Г.З. Ибрагимов, А.И. Иванов. – М.: Нефтегазтехнология АЛ, 2004. – 416 с.