

СИСТЕМА АВТОМАТИЗАЦИИ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАБОТЫ СКВАЖИН ПРИ ГАЗЛИФТНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ

Сергей Вячеславович Грищенко

АО НПФ «СИАНТ», 630090, Россия, г. Новосибирск, ул. Николаева, 7, главный инженер, тел. (913)921-92-87, e-mail: zavod@siant.ru

Константин Васильевич Рымаренко

Сибирский Федеральный Университет, 660041, Россия, г. Красноярск, пр. Свободный, 79, преподаватель кафедры РиЭНиГМ, тел. (916)820-83-18, e-mail: krymarenko@mail.ru

Марат Тохтарович Нухаев

Сибирский Федеральный Университет, 660041, Россия, г. Красноярск, пр. Свободный, 79, кандидат технических наук, доцент кафедры РиЭНиГМ, тел. (905)975-25-72, e-mail: mnukhaev@hotmail.com

Галымжан Тлеубекович Айткалиев

АО НПФ «СИАНТ», 630090, Россия, г. Новосибирск, ул. Николаева, 7, инженер-технолог, тел. (913)868-86-06, e-mail: g.aitkaliyev@siant.ru

Василий Алексеевич Кабанов

АО НПФ «СИАНТ», 630090, Россия, г. Новосибирск, ул. Николаева, 7, инженер-технолог, тел. (913)927-88-14, e-mail: v.kabanov@siant.ru

Даниил Александрович Минин

АО НПФ «СИАНТ», 630090, Россия, г. Новосибирск, ул. Николаева, 7, инженер-технолог, тел. (913)903-45-69, e-mail: d.minin@siant.ru

В работе рассматривается проблематика автоматизации одного из способов механизированной добычи - газлифтной эксплуатации скважин. Основными преимуществами данного способа эксплуатации является его низкая стоимость, работа с высоким газосодержанием, простота конструкции глубинного оборудования, быстрый ремонт при капитальном ремонте скважин, минимальное электропотребление и контроль, и автоматизация процесса добычи за счет комплекса АСУТП «Газлифт». Данный комплекс предназначен для управления технологическим процессом газлифтной добычи нефти путем дистанционного контроля, а также сбором и обработкой информации, поступающей с первичных датчиков-преобразователей, возможностью производить управление исполнительными механизмами, обеспечивающими оптимальную производительность скважин, а также возможность оперативного изменения режима работы скважин.

Ключевые слова: механизированная добыча, газлифт, бескомпрессорный газлифт, автоматизация, разработка нефтяных оторочек, эксплуатация скважин.

AUTOMATION SYSTEM FOR IMPROVING THE EFFICIENCY OF PRODUCTION FOR GAS LIFT WELLS

Sergey V. Grishchenko

JSC NPF «SIANT», 7, Nikolaev St., Novosibirsk, 630090, Russia, Chief Engineer, phone: (913)921-92-87, e-mail: zavod@siant.ru

Konstantin V. Rymarenko

Siberian Federal University, 79, Prospect Svobodny St., Krasnoyarsk, 660041, Russia, Lecturer of Petroleum Engineering Department, phone: (916)820-83-18, e-mail: krymarenko@mail.ru

Marat T. Nukhaev

Siberian Federal University, 79, Prospect Svobodny St., Krasnoyarsk, 660041, Russia, Ph. D., Associate Professor of Petroleum Engineering Department, phone: (905)975-25-72, e-mail: mnukhaev@hotmail.com

Galymzhan T. Aitkaliyev

JSC NPF «SIANT», 7, Nikolaev St., Novosibirsk, 630090, Russia, Engineer-Technologist, phone: (913)868-86-06, e-mail: g.aitkaliyev@siant.ru

Vasilii A. Kabanov

JSC NPF «SIANT», 7, Nikolaev St., Novosibirsk, 630090, Russia, Engineer-Technologist, phone: (905)975-25-72, e-mail: v.kabanov@siant.ru

Daniil A. Minin

JSC NPF «SIANT», 7, Nikolaev St., Novosibirsk, 630090, Russia, Engineer-Technologist, phone: (913)903-45-69, e-mail: d.minin@siant.ru

The paper deals with the problem of automation of one of the methods of mechanized production - gas lift wells operation. The main advantages of this method of operation are its low cost, work with high gas content, simplicity of the design of deep equipment, fast repair in cattle, minimal power consumption and control and automation of the extraction process at the expense of the Gazlift process control system. This complex is designed to control the process of gas-lift oil production by remote control, as well as the collection and processing of information from primary transducers, the ability to control actuators that provide optimal performance of wells, as well as the ability to quickly change the mode of operation of wells.

Key words: artificial lift methods, gas lift, uncompressed gas lift, automation, development of oil rims, well operation.

В настоящее время механизированная добыча насосным способом является наиболее распространенным и проверенным способом, в развитие и повышение эффективности которого вкладываются огромные силы и ресурсы. Например, для скважин, эксплуатирующихся установками электроприводного центробежного насоса (УЭЦН), основными осложняющими факторами являются: наличие мехпримесей; высокая доля газа на приеме УЭЦН; большие углы наклона в зоне работы УЭЦН (свыше 60 град) при эксплуатации горизонтальных скважин; отложения солей; Асфальтосмолопарафиновые отложения (АСПО) и другие. Среди вышеперечисленных проблем, одной из наиболее ост-

рых является высокое содержание доли свободного газа на приеме УЭЦН, что приводит к высоким внутрисменным потерям, недостижению потенциальных дебитов, увеличению отказов за счет износа глубинно-насосного оборудования, срыв подачи и последующий перегрев погружного электродвигателя. Высокий газовый фактор зачастую связан не только с разгазированием нефти, но и прорывом свободного газа из газовой шапки. Особенно это касается проектов, связанных с разработкой нефтяных оторочек в Восточной Сибири.

В данной работе предлагается внедрение газлифтной эксплуатации на скважинах нефтяных оторочек месторождений Восточной Сибири. Отсутствие при газлифтном способе эксплуатации подземных трущихся деталей позволяет с большой эффективностью эксплуатировать наклонно-направленные скважины, обеспечивая высокий коэффициент эксплуатации, несоизмеримый с насосными способами, что особенно важно в условиях кустового разбуривания. Кроме этого, газлифтная эксплуатация обладает следующими преимуществами [1]:

- Высокие пластовые температуры на месторождениях не оказывают отрицательного влияния на характеристику такого способа эксплуатации;
- Трудности строительства и эксплуатации линий электропередачи на заболоченной территории резко сокращаются;
- Раздельная и совместно-раздельная эксплуатация скважин при переходе с фонтанного на газлифтный способ эксплуатации не требует замены подземного оборудования в скважине;
- Упрощается схема внутрискважинной деэмульгации и технология глубинных исследований;
- Вынос механических примесей, высокое давление насыщения и высокие газовые факторы не мешают нормальной эксплуатации скважин.

Газлифтный способ эксплуатации позволяет отбирать большое количество жидкости, особенно в скважинах уменьшенного диаметра, а также осуществлять форсированный отбор жидкости из сильнообводненных скважин даже при значительных глубинах подъема жидкости, является логическим продолжением фонтанирования, при котором в помощь попутному газу добавляется сжатый газ. При газлифте в отличие от насосных способов, используется энергия растворенного газа. При насосных способах выделяющийся из нефти газ является причиной плохой работы подземного оборудования и вызывает необходимость применения специальных средств по борьбе с ним.

Газлифтный способ эксплуатации позволяет значительно раньше перевести фонтанные скважины на механизированный способ с целью повышения их производительности при низких коэффициентах продуктивности или же при переходе на высоконапорную систему сбора. Значительно снижается стоимость подземного ремонта скважин вследствие отсутствия необходимости извлечения насоснокомпрессорных труб и сопутствующих этому работ – глушению и освоению скважин. Широкий диапазон производительности подъемников, с помощью которых можно эксплуатировать скважины как с малыми, так и с большими дебитами.

Для условий одного из месторождений Восточной Сибири был проведен анализ и подобраны скважины-кандидаты под внедрение газлифтной эксплуатации. Основными критериями были скважины с низким потенциальным дебитом (до 30 м³/сут); наличие высоковязкой водонефтяной эмульсии; высокий газовый фактор. Узловой анализ в программном обеспечении Pipesim показал для 12 скважин кандидатов суммарный прирост 120 тонн/сут. На рис. 1 представлена схема заканчивания с применением мандрей и разгрузочных клапанов, которые позволяют применять газ от добывающих скважин доноров».

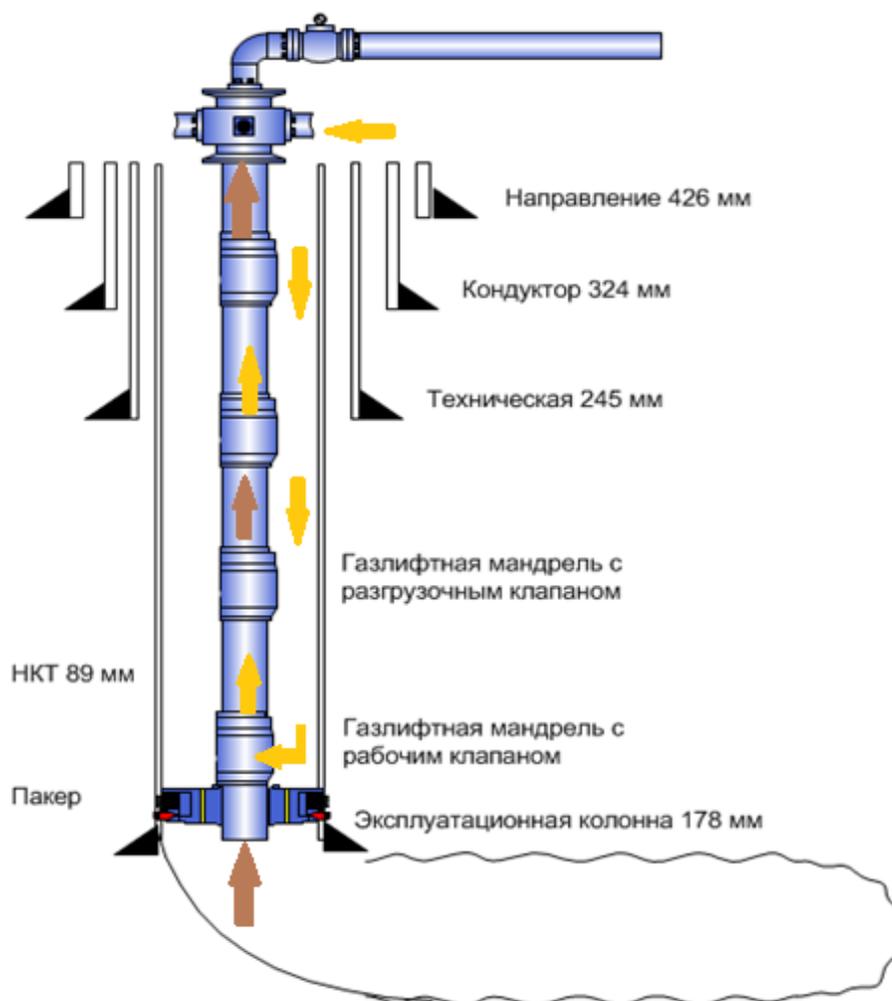


Рис. 1. Схема заканчивания газлифтной скважины

Особенностью газлифтного способа эксплуатации является необходимость постоянного контроля закачки в каждую скважину. Это вызвано тем фактом, что газовый компрессор обеспечивает активным газом несколько добывающих нефтяных скважин, эксплуатационные параметры которых могут значительно отличаться друг от друга (дебиты, забойное давление, газовый фактор, обводненность и другие). Таким образом, для каждой скважины существуют опти-

мальные параметры закачки (давление выкидной линии, расход закачки газа), которые к тому же изменяются в течении времени в зависимости от изменения ситуации на скважине, кусте скважин или месторождении (рис. 2).

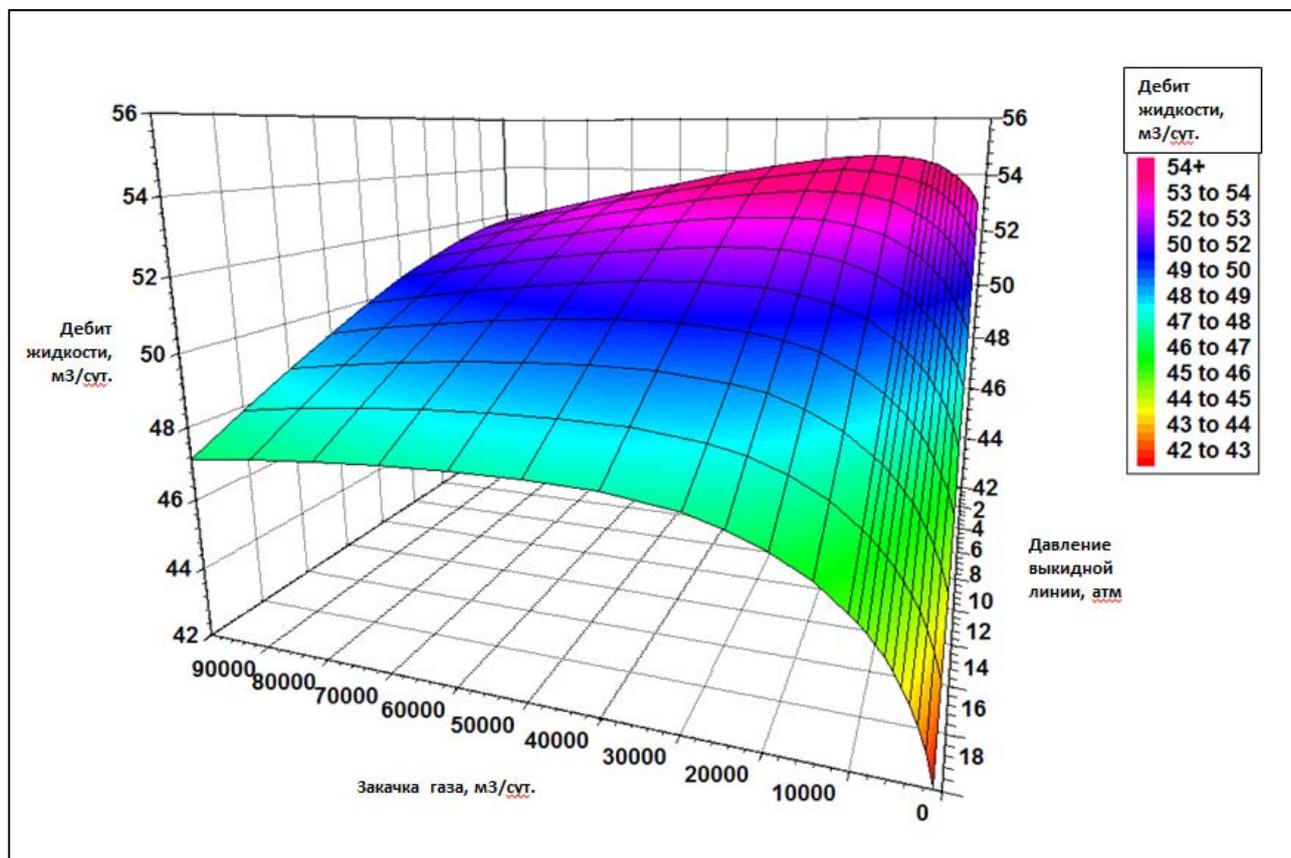


Рис. 2. Зависимость дебита скважины от закачки газа и давления на выкидной линии

Следовательно, контролируя данные параметры (расход газлифтного газа и давление на выкидной линии), возможно значительно повысить эффективность газлифтной эксплуатации не только отдельных скважин, но и кустов скважин. При этом есть возможность снизить расход газа и бороться с проблемами гидратообразования на устье скважин.

Данную задачу позволяет решать комплекс АСУТП «Газлифт». Данный комплекс предназначен для управления технологическим процессом газлифтной добычи нефти путем дистанционного контроля и управления [2]. Комплекс состоит из двух основных частей (рис. 3): модуль регулирования – ЗРК (запорно-регулируемый клапан) и блок автоматики.

Модуль регулирования подключен через байпас в линию закачки активного газа. При данной схеме обвязки есть возможность работать как напрямую без контроля скорости закачки, так и через модуль регулирования с фиксацией всех рабочих параметров скважины. Модуль регулирования представляет собой игольчатый клапан с электрическим приводом, позволяющий проводить тон-

кую настройку расхода газа через ЗРК или поддержку определенного значения давления закачки, вне зависимости от давления в газовой магистрали. Управление ЗРК, контроль работы, а также передача данных происходит с использованием блока автоматики. На блок автоматики с каждой скважины с ЗРК передаются и визуализируются на панели управления следующие данные: давление и температура до ЗРК, давление и температура после ЗРК, процент открытости клапана, текущая уставка расхода (или давления) газа через ЗРК, технологический расход газа. Также дополнительно подключаются замеры буферного давления, давления в затрубье и давления в линии. Эти данные позволяют обрабатывать входные данные в режиме реального времени, изменять процент открытости ЗРК для поддержания расхода или постоянного давления закачки газа для оптимизации работы газлифтного подъемника.

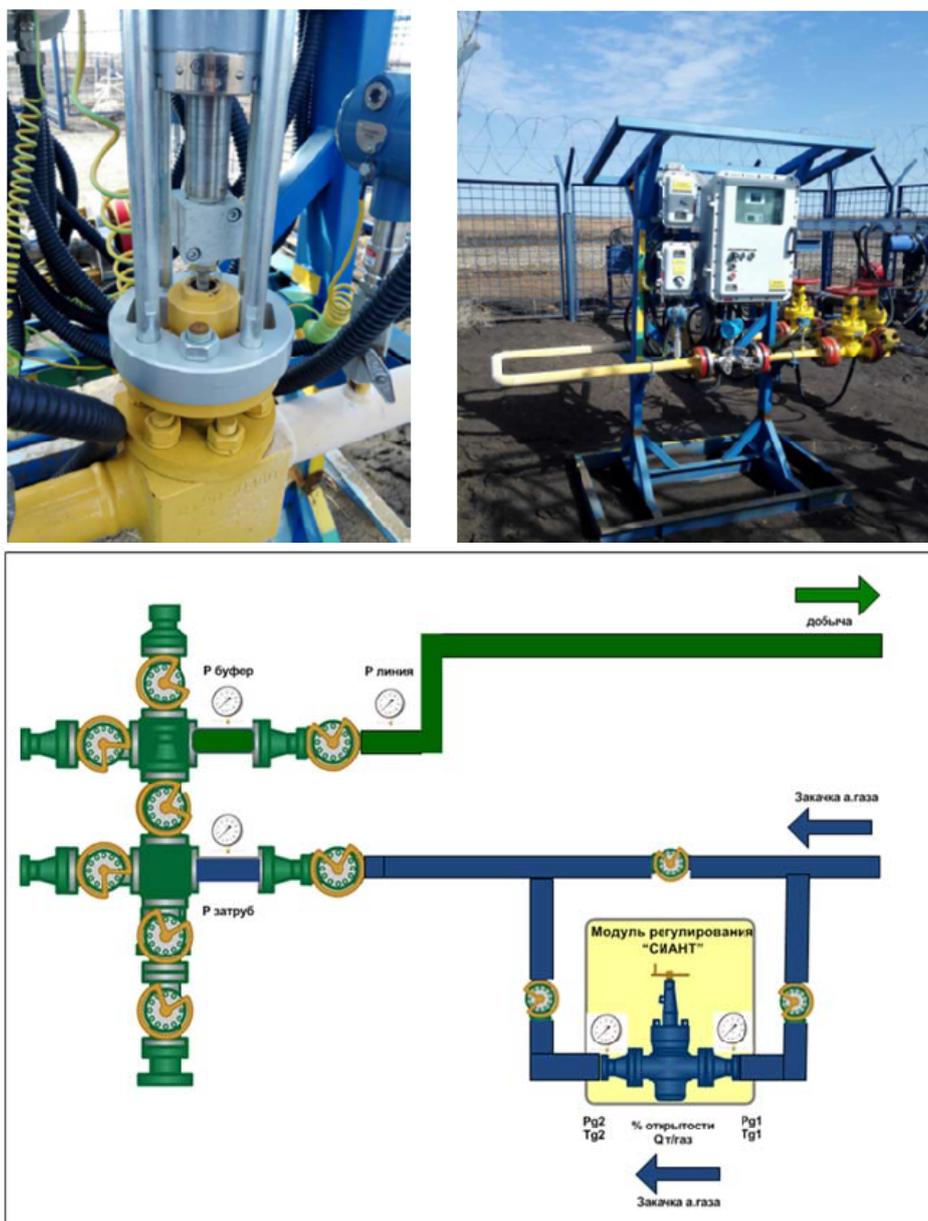


Рис. 3. Комплекс АСУТП «Газлифт»

Выводы: Проблема высокого содержания свободного газа на скважинах эксплуатирующихся УЭЦН приводит к увеличению ВСП и недостижению потенциала скважин. Применение в настоящее время методов эксплуатации скважин, осложненных негативным влиянием газа, обладают недостаточной эффективностью в сравнении с бескомпрессорным газлифтом. Предложенная технология позволяет по максимуму реализовать потенциал скважин и снизить не добытую нефть внутрисменных потерь.

Реализация концепции интеллектуального месторождения позволит компаниям не только оптимизировать работу газлифтного фонда скважин, но и оптимизировать работу в целом на месторождении в том числе за счет: высвобождения времени персонала ИТР для анализа и принятия решения за счет снижения нагрузки от рутинных операций; оптимизации работы операторов за счет удаленного управления технологическими объектами, скважинами; снижения рисков по охране труда и безопасности персонала в условиях повышенного содержания сероводорода.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Трубавин С. Н., Ульянов В. В., Кибирев Е. А. Результаты проведения ОПИ по оптимизации газлифтной эксплуатации скважин на Оренбургском НГКМ // Экспозиция Нефть Газ. – 2017. – № 5. – С. 36-39.
2. Ulyanov V.V., Kuchurin A.S., Kibirev E.A. Implementation of the Intellectual Gas Control System for Gas Lift Optimization at Orenburgskoe Oilfield // SPE paper 191533-18RPTC-MS

© С. В. Грищенко, К. В. Рымаренко, М. Т. Нухаев,
Г. Т. Айткалиев, В. А. Кабанов, Д. А. Минин, 2019