

# Результаты проведения ОПИ по оптимизации газлифтной эксплуатации скважин на Оренбургском НГКМ

## С.Н. Трубавин

главный инженер — первый заместитель генерального директора<sup>1</sup>  
orb-priemnaya@gazprom-neft.ru

## В.В. Ульянов

к.ф.-м.н., руководитель направления по эксплуатации скважин газлифтным способом<sup>2</sup>  
info@gazprom-neft.ru

## Е.А. Кибирев

начальник технологического отдела<sup>3</sup>  
ntc\_odo@gazpromneft-ntc.ru

## К.В. Рымаренко

с.н.с.<sup>4</sup>  
krymarenko@mail.ru

## В.С. Бак

заместитель генерального директора<sup>5</sup>  
vic9103@yandex.ru

## П.Е. Историн

руководитель департамента закупок<sup>6</sup>  
p.istorin@siant.ru

## М.Т. Нухаев

к.т.н., доцент<sup>6</sup>  
mnukhaev@hotmail.com

<sup>1</sup> ООО «Газпромнефть-Оренбург», Оренбург, Россия

<sup>2</sup> ПАО «Газпром нефть», Санкт-Петербург, Россия

<sup>3</sup> ООО «Газпромнефть НТЦ», Санкт-Петербург, Россия

<sup>4</sup> Новосибирский Государственный Университет, Новосибирск, Россия

<sup>5</sup> ЗАО НПФ «СИАНТ», Новосибирск, Россия

<sup>6</sup> Сибирский Федеральный Университет, Красноярск, Россия

**Данная статья посвящена опыту ООО «Газпромнефть-Оренбург» по проведению опытно-промышленного испытания автоматизированной системы управления технологическим процессом бескомпрессорного газлифта на Оренбургском нефтегазоконденсатном месторождении с целью повышения эффективности добычи и управления работой скважины.**

## Материалы и методы

Работа включает в себя обсуждение проблематики бескомпрессорного газлифтного способа эксплуатации, описание особенностей внедрения АСУТП Газлифт, анализ результатов, обсуждение вопросов развития данной технологии, а также предложения по постоянному мониторингу работы

Газлифтный способ эксплуатации широко используется в мировой практике добычи нефти. Данный способ в классическом исполнении подразумевает закачку газа по затрубному пространству на забой скважины, где он попадает через рабочий газлифтный клапан в колонну лифтовых труб и смешивается со скважинным флюидом. Плотность флюида в НКТ снижается, и скважина может работать без привлечения других методов механизированной добычи. Газлифтный метод эксплуатации получил широкое распространение по всему миру из-за своих явных преимуществ перед другими способами механизированной добычи, такими как:

- возможность отбора больших объемов жидкости практически при всех диаметрах эксплуатационных колонн и форсированного отбора сильнообводненных скважин;
- эксплуатация скважин с большим газовым фактором, т.е. использование энергии пластового газа;
- малое влияние профиля ствола скважины на эффективность работы газлифта, что особенно важно для наклонно направленных скважин, т.е. для условий морских месторождений и районов освоения Севера и Сибири;
- отсутствие влияния высоких давлений и температуры продукции скважин, а также наличия в ней мехпримесей (песка) на работу скважин;
- гибкость и сравнительная простота регулирования режима работы скважин по дебиту;
- простота обслуживания и ремонта газлифтных скважин и большой межремонтный период их работы при использовании современного оборудования;
- возможность применения одновременной раздельной эксплуатации, эффективной борьбы с коррозией, отложениями солей и парафина;
- возможность и простота проведения промысловых исследований скважин.

В России газлифтный способ эксплуатации скважин в свое время использовался на ряде месторождений (Самотлорском, Федоровском и Правдинском месторождениях в Западной Сибири) [1, 2]. Накопленный на данных месторождениях опыт показал, что, несмотря на привлекательность газлифтного способа эксплуатации, существует ряд ограничивающих факторов, препятствующих массовому внедрению классической модификации данного метода, в том числе:

- сравнительно низкий коэффициент полезного действия газлифтной системы;
- большие начальные капитальные вложения в строительство компрессорных станций.

На данный момент на ВУ Оренбургском НГКМ компанией «Газпромнефть-Оренбург» используется другая реализация данного способа добычи — бескомпрессорный газлифтный метод эксплуатации скважин. Суть данного метода представлена на рис. 1. Газодобывающая скважина, пробуренная или в газовую шапку, или в газовый пласт, снабжает активным газом газовый коллектор. Данный газовый коллектор распределяет активный газ по определенному количеству добывающих нефтяных скважин (обычно добывающие скважины, расположенные на одной кустовой площадке). Данный активный газ, так же как и при традиционной газлифтной эксплуатации, закачивается в затруб газлифтные клапаны в НКТ для снижения плотности флюида в колонне НКТ, тем самым позволяя скважине работать. Несомненным преимуществом данной модификации является значительное снижение капитальных затрат (затраты на строительство компрессора и других объектов поверхностного обустройства) и эксплуатационных затрат (электроэнергии). При этом в качестве скважины-донора можно использовать как новые скважины, пробуренные в газовую шапку, так и добывающие скважины, в которых произошел прорыв газа.

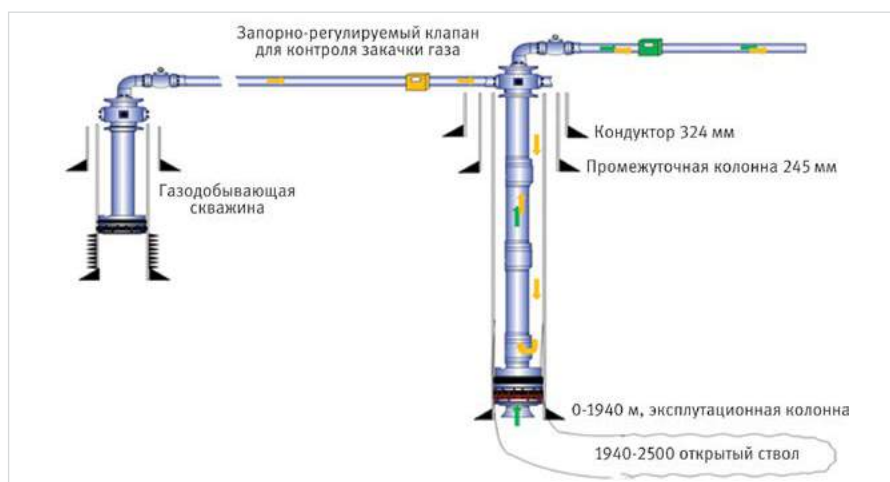


Рис. 1 — Схема бескомпрессорного газлифта на Оренбургском НГКМ

Fig. 1 — The scheme of the noncompressor gaslift of the Orenburgskoe oil and gas condensate field

газлифтных скважин. Для проведения испытаний были выбраны две действующие добывающие скважины.

**Ключевые слова**

газлифтная эксплуатация, автоматизированная система управления технологическим процессом, расход газа, контроль по давлению, мониторинг работы скважины

Особенностью данного газлифтного способа эксплуатации является необходимость постоянного контроля закачки газа в каждую скважину. Это вызвано тем фактом, что скважина-донор 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 оптимальные параметры закачки (давление выкидной линии, расход закачки газа), которые к тому же изменяются в течение времени в зависимости от изменения ситуации на скважине, кусте скважин или месторождении (рис. 2).

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.

Для повышения эффективности эксплуатации скважин на ОНГКМ, компания

ЗАО НПФ «СИАНТ» провела опытно-промышленные испытания автоматизированной системы управления технологическим процессом (АСУТП) «Газлифт» для ООО «Газпромнефть-Оренбург» в период с 1 июня 2016 по 31 декабря 2016 г., которая используется и по сей день. Данный комплекс предназначен для управления технологическим процессом газлифтной добычи нефти путем дистанционного контроля и управления кустовыми автоматическими комплексами АСУТП «Газлифт» в том числе:

- сбор и обработка информации, поступающей с первичных датчиков-преобразователей;
- управление исполнительными механизмами, обеспечивающими оптимальную производительность скважин;
- оперативное изменение режима работы скважин;
- накопление полученной информации для формирования статистических данных и контроля за состоянием нефтяных скважин.

Комплекс состоит из двух основных частей: модуль регулирования — ЗРК (запорно-регулируемый клапан) (рис. 3) и блок автоматики. Модуль регулирования подключен через байпас в

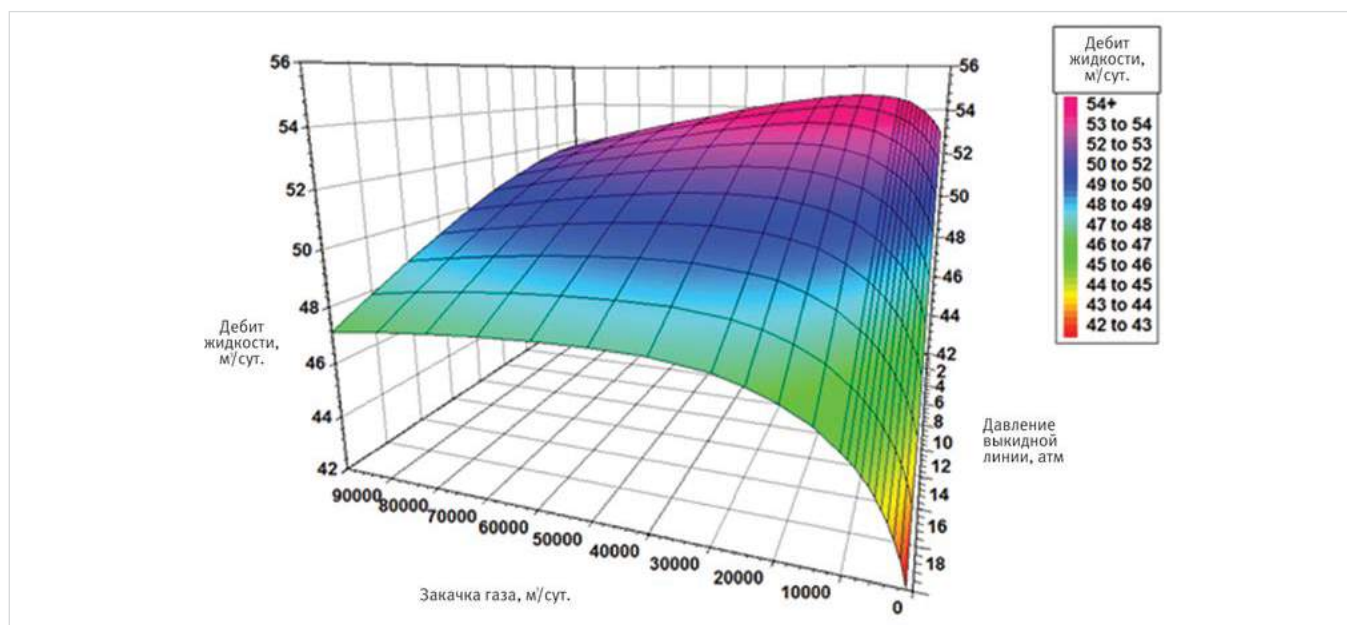


Рис. 2 — Зависимость дебита скважины от закачки газа и давления на выкидной линии  
 Fig. 2 — The dependence of the production rate from the gas injection and the flow line pressure



Рис. 3 — Модуль регулирования на скважине  
 Fig. 3 — The rationing module of the well

линию закачки активного газа (рис. 4). 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 тонкую 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.

На данном этапе проведения ОПИ было решено использовать только модуль регулирования на затрубье для контроля закачки газлифтного газа в скважины №3220 и №3221 куста 21 Оренбургского НГКМ. Схема компоновки подземного оборудования скважины №3221 Оренбургского НГКМ представлена на рис. 5. Горизонтальная скважина с башмаком эксплуатационной колонны 178 мм на отметке 2033 м и открытым горизонтальным стволом длиной

722 м. В скважину установлена НКТ 73 мм с пакером и 5 мандрелями для разгрузочных клапанов. В режиме эксплуатации закачка газа идет через циркуляционный клапан.

На протяжении всего периода ОПИ система АСУТП «Газлифт» на скважине №3221 работала без перебоев, обеспечивая непрерывную добычу из скважины, все остановки скважины были связаны с технологическими процессами на месторождении. Главная задача, решаемая с помощью системы АСУТП «Газлифт», — добывать большее количество жидкости при ограниченном количестве закачиваемого агента. При этом регулирование подачи газа происходит автоматически по уставке на расход или давление технологического газа, позволяя экономить газ до 25–50%. Уставки задаются оператором через АРМ (автоматизированное рабочее место) дистанционно из диспетчерской или непосредственно на кусту.

В процессе проведения ОПИ сотрудниками ООО «Газпромнефть-Оренбург» при поддержке «Газпромнефть НТЦ» был проведен ряд мероприятий с целью разработки методики подбора оптимального режима работы газлифтной скважины с применением автоматической системы управления и регулирования газа, оценки работы оборудования при запуске скважин и смене режимов подачи газа. В ходе проведения ОПИ АСУТП «Газлифт» обеспечивал как стабильную работу на заданной уставке по затрубному давлению или расходу технологического газа, так и быстрый переход на новый режим добычи.

На рис. 6 представлена работа системы АСУТП «Газлифт» на скважине №3221. В дополнение к показаниям датчиков модуля (датчики давления и температуры до и после ЗРК) система передает данные на пульт оператора с подключенных манометров на буфере, затрубье и линии. Также передаются данные по положению ЗРК, текущей уставке и ТРГ, рассчитанные по модели. На данном рисунке также показано, что ЗРК позволяет стабилизировать давление закачки (затрубье) и контролировать подачу активного газа даже при значительном увеличении давления в газовом коллекторе и снижении давления в линии.

В процессе наблюдения за данными в режиме реального времени было установлено, что при проведении исследований скважины методом КСД продолжительности замера недостаточно для установления режима. Было определено, что для установления режима требуется 12–14 часов.

На протяжении всего периода наблюдений отмечаются значительные изменения давления в системе подачи активного газа (данная проблема полностью нивелируется применением ЗРК на линии закачки газа) и системе сбора (данные флуктуации передаются непосредственно на скважину). Флуктуации давления приводят к нестабильной работе скважины и, как следствие, снижению эффективности добычи.

На рис. 7 представлена система постоянного мониторинга работы газлифтных скважин, которая включает в себя забойный постоянный датчик давления и температуры, а также распределенную систему измерения температуры на базе оптоволоконка [3]. Данная система позволит оптимизировать работы газлифтного фонда скважин с помощью:

- возможности проводить ГДИС и оценивать ключевые параметры пласта и призабойной зоны скважины;
- постоянного мониторинга работы газлифтных клапанов в процессе разгрузки скважины и в процессе эксплуатации.

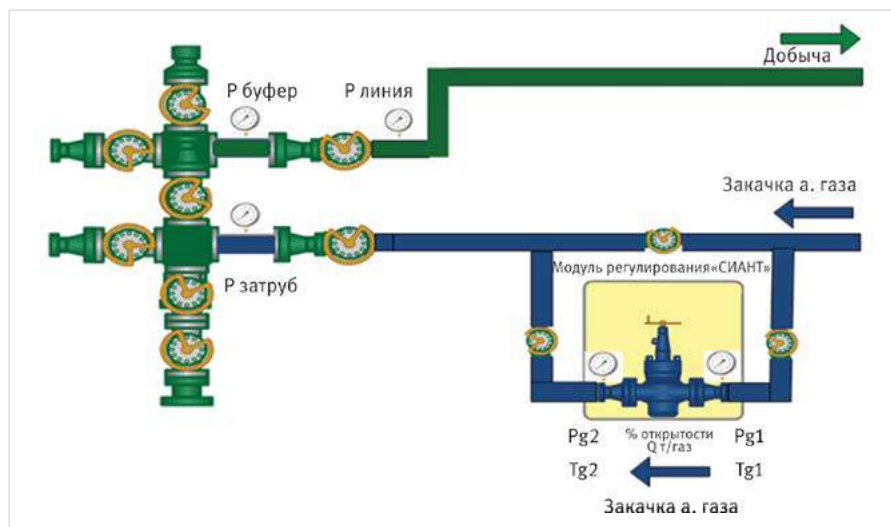


Рис. 4 — Схема обвязки устья скважины  
Fig. 4 — The wellhead piping arrangement

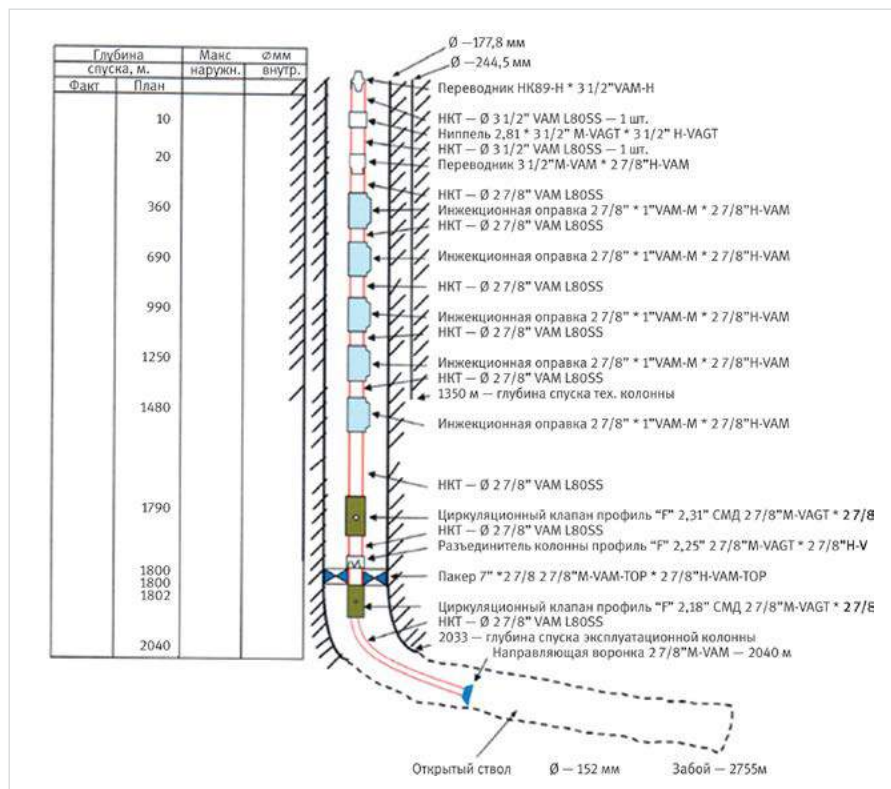


Рис. 5 — Схема компоновки подземного оборудования скважины №3221  
Fig. 5 — The layout scheme of the well №3221 underground equipment

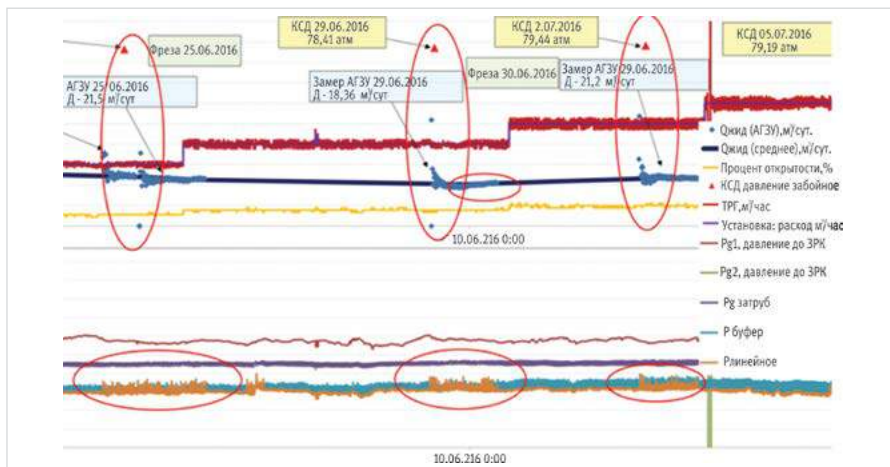


Рис. 6 — Визуализация данных системы АСУТП «Газлифт» на скважине №3221  
Fig. 6 — The data visualization of the automatic process control system “Gaslift” of the well №3221



Рис. 7 — Система постоянного мониторинга работы газлифтных скважин  
Fig. 7 — The monitoring system of gas lift wells servisen

## Итоги

По итогам ОПИ, все задачи, поставленные перед АСУТП «Газлифт», были выполнены. Более того, удалось оптимизировать систему проведения исследования на фонде скважин Оренбургского НГКМ и предложены новые технологии мониторинга работы газлифтных скважин.

## Выводы

Планируется внедрение описанной в

статье автоматизированной системы АСУТП «Газлифт» на остальных скважинах Оренбургского НГКМ, что позволит повысить эффективность газлифтной эксплуатации скважин, организовать сбор информации в режиме реального времени и ускорить принятие оперативных решений, а также, безусловно, повлечет за собой снижение рисков по охране труда и безопасности персонала ООО «Газпромнефть-Оренбург».

## Список литературы

1. Зайцев Ю.В., Максудов Р.А., Чубанов О.В. Теория и практика газлифта. М.: Недра, 1987. 256 с.
2. Сидоров В.С. История одного прорыва // Нефтяное хозяйство. 2009. №7. С. 122–124.
3. Шандрыгин А.Н., Тertychnyy В.В., Нухаев М.Т. Новые возможности мониторинга разработки месторождений углеводородов. // Нефтяное хозяйство. 2006. №2. С. 66–69

ENGLISH

OIL PRODUCTION

## Results of pilot tests for gaslift optimization of the wells of the Orenburgskoe oil and gas condensate field

UDC 620.193

### Authors:

**Sergey N. Trubavin** — the chief engineer<sup>1</sup>; [orb-priemnaya@gazprom-neft.ru](mailto:orb-priemnaya@gazprom-neft.ru)  
**Vladimir V. Ul'yanov** — Ph.D., the head of the gaslift department<sup>2</sup>; [info@gazprom-neft.ru](mailto:info@gazprom-neft.ru)  
**Evgeniy A. Kibirev** — the head of the technologies department<sup>3</sup>; [ntc\\_odo@gazpromneft-ntc.ru](mailto:ntc_odo@gazpromneft-ntc.ru)  
**Konstantin V. Rymarenko** — the senior researcher<sup>4</sup>; [krymarenko@mail.ru](mailto:krymarenko@mail.ru)  
**Viktor S. Bak** — the deputy general director<sup>5</sup>; [vic9103@yandex.ru](mailto:vic9103@yandex.ru)  
**Pavel E. Istorin** — the head of the procurement department<sup>5</sup>; [p.istorin@siant.ru](mailto:p.istorin@siant.ru)  
**Marat T. Nukhaev** — Ph.D., the associate professor<sup>6</sup>; [mukhaev@hotmail.com](mailto:mukhaev@hotmail.com)

<sup>1</sup> “Gazpromneft-Orenburg”, Orenburg, Russian Federation

<sup>2</sup> “Gazpromneft”, Saint Petersburg, Russian Federation

<sup>3</sup> “Gazpromneft NTC”, Saint Petersburg, Russian Federation

<sup>4</sup> Novosibirsk State University, Novosibirsk, Russian Federation

<sup>5</sup> “SIANT”, Novosibirsk, Russian Federation

<sup>6</sup> Siberian Federal University, Krasnoyarsk, Russian Federation

### Abstract

The article describes pilot tests, concerning with the automatic process control system of the noncompressor gaslift, carried out by “Gazpromneft-Orenburg”. The goal of the project is to increase the efficiency and the well control.

### Materials and methods

The article includes the description of the noncompressor gaslift service problems, details of the automatic process control system of the noncompressor gaslift implementation, the analysis of the results. There is also the description of the steps for the implementation of

the permanent monitoring system.

Two producer wells at work were chosen for tests.

### Results

Summarizing the results, all the goals for the automatic process control system “Gaslift” were reached during pilot tests. In fact, it became possible to increase the efficiency of well tests for the Orenburgskoe oil and gas condensate fields; new technologies of gaslift wells monitoring were proposed.

### Conclusions

The implementation of the automatic process

control system “Gaslift” is planned at the rest wells of the Orenburgskoe oil and gas condensate field; it can give the opportunity to improve gaslift working efficiency, to provide data capturing on a real-time basis, to improve decision making and certainly to provide the reduction of risks and the labor safety for the staff of Gazpromneft-Orenburg.

### Keywords

gaslift service system, automatic process control system, gas rate, pressure control, well monitoring

### References

1. Zaytsev Yu.V., Maksutov R.A., Chubanov O.V. *Teoriya i praktika gazliftna* [Gaslift: theory and practice]. Moscow: Nedra, 1987. 256 p.

2. Sidorov V.S. *Istoriya odnogo proryva* [History of the one break]. Oil industry, 2009, issue 7, pp. 122–124.
3. Shandrygin A.N., Tertychnyy V.V., Nukhaev M.T. *Novye vozmozhnosti*

*monitoringa razrabotki mestorozhdeniy uglevodorodov* [New possibilities for oil fields development monitoring]. Oil industry, 2006, issue 2, pp. 66–69.