

ОПТИМИЗАЦИЯ ГАЗЛИФТНОГО ФОНДА СКВАЖИН ВУ ОНГКМ. ВАРИАНТЫ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ СХЕМ.

Горидько Кирилл Александрович, Федоров Алексей Эдуардович

научный руководитель канд. техн. наук Вербицкий Владимир Сергеевич

Российский государственный университет нефти и газа имени И. М. Губкина

Газлифтный способ эксплуатации скважин хорошо известен всем специалистам в области нефтедобычи и широко используется на месторождениях, как бывшего СССР, так и за рубежом. Несмотря на то, что данный метод добычи хорошо изучен, на ОНГКМ приходится сталкиваться с рядом проблем при использовании газлифтной эксплуатации. Каждая из них может привести к значительному снижению эффективности данного метода. Но большинство этих проблем могут быть устранены использованием соответствующих методик мониторинга, автоматизации и оптимизации газлифтной эксплуатации.

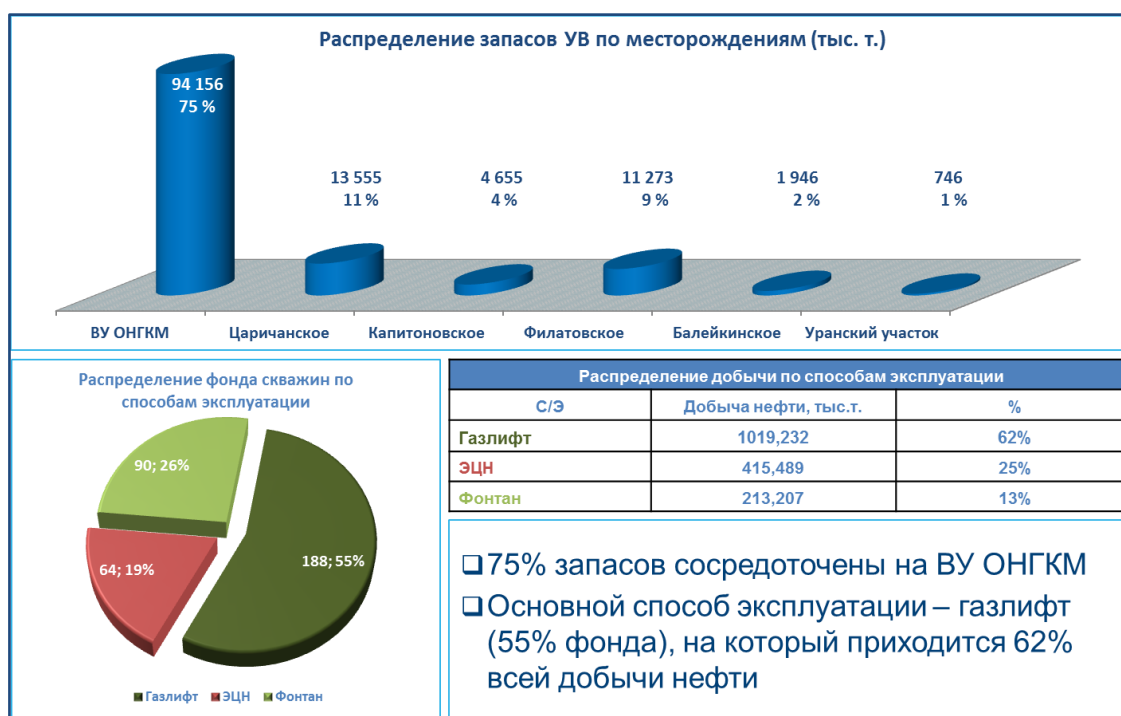


Рисунок 1. Характеристики фонда скважин

Из рисунка 1 видно, что основные запасы добываемой продукции сосредоточены на ВУ ОНГКМ и основным способом эксплуатации является газлифт.

Проведен анализ работы газлифтного фонда ВУ ОНГКМ: из 188 газлифтных скважин было проанализировано 65 скважин, по которым есть данные ГДИС. В результате проведенного анализа были выявлены основные проблемы, процентное соотношение которых представлено на рисунке 2.

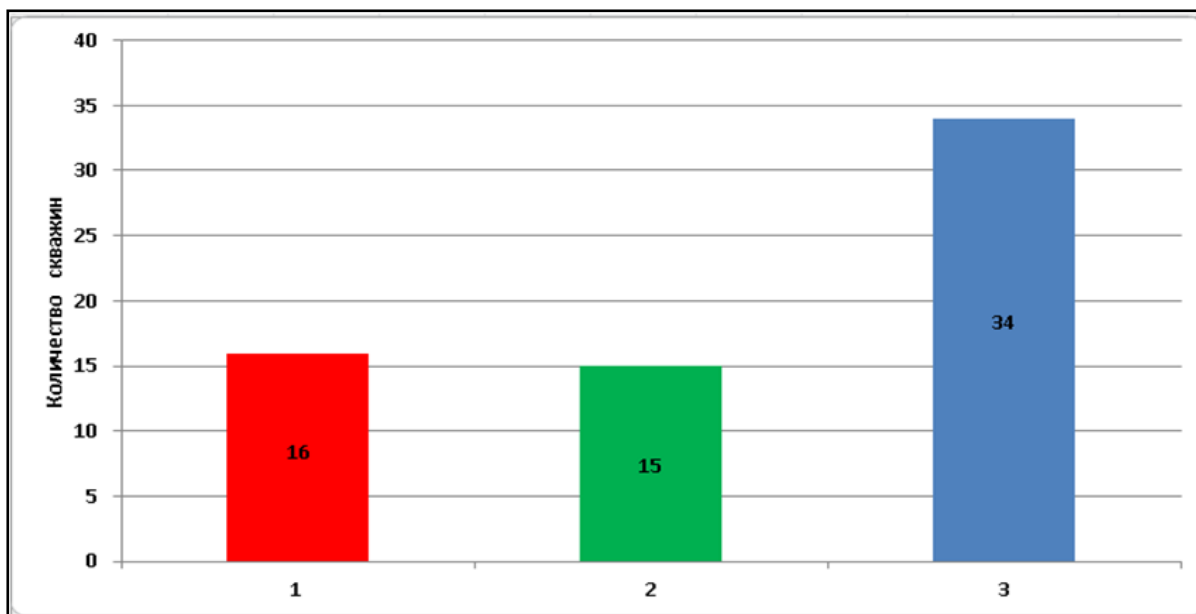


Рисунок 2. Выявленные проблемы газлифтной эксплуатации.

1 – фонд скважин, который предположительно (расчетно) будет фонтанировать при снижении устьевого давления с фактического значения до 0,5 до 1 МПа (изменении технологической схемы системы сбора);
 2 – фонд скважин, на котором неправильно расставлены или неправильно оттарированы клапаны;
 3 – фонд скважин с повышенным удельным расходом газа или со вскрытием газовых горизонтов (конусы газа).

Для решения выявленных проблем было предложено два пути решения:

- повышение давления закачки активного газа ($P_{a/r}$);
- повышение удельного расхода газа ($R_r, \text{м}^3/\text{т}$).

Анализ чувствительности показал, что изменение давления закачки является наиболее значимым параметром для оптимизации газлифтного фонда скважин (при прочих равных условиях: глубина спуска НКТ, глубины спуска клапанов, количество клапанов, забойное давление и дебит по жидкости).

Для оптимизации газлифтного фонда скважин предложены следующие технологические схемы:

1. Модульно-блочная насосно-компрессорная установка снижения устьевого давления и циклического использования газлифтного газа (Схема №1) [2];
2. Модульно-блочная бустерно-насосная установка циклического использования газлифтного газа (Схема №2) [2];
3. Модульно-блочная передвижная насосно-компрессорная установка снижения устьевого давления и освоения скважин (Схема №3) [2];
4. Модульно-блочная насосно-эжекторная установка снижения устьевого давления (Схема №4);
5. Устьевой газлифтный струйный аппарат (Схема №5). [1, с. 188]

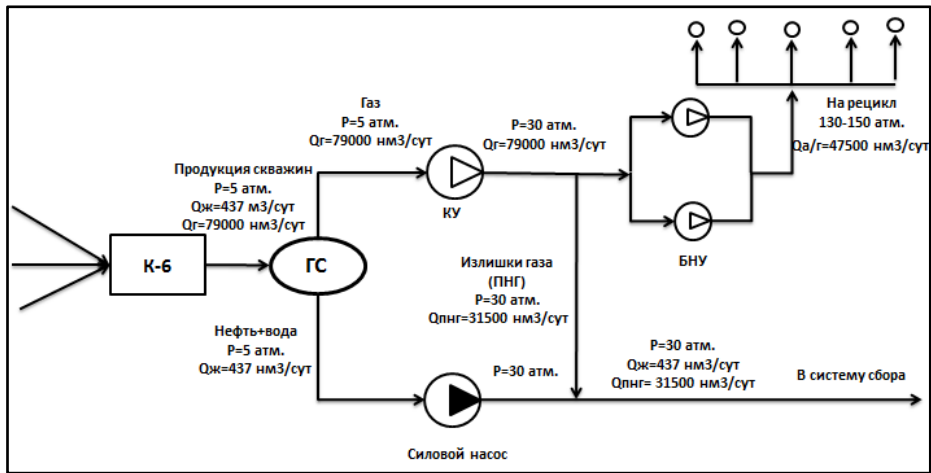


Рисунок 3. Схема №1.

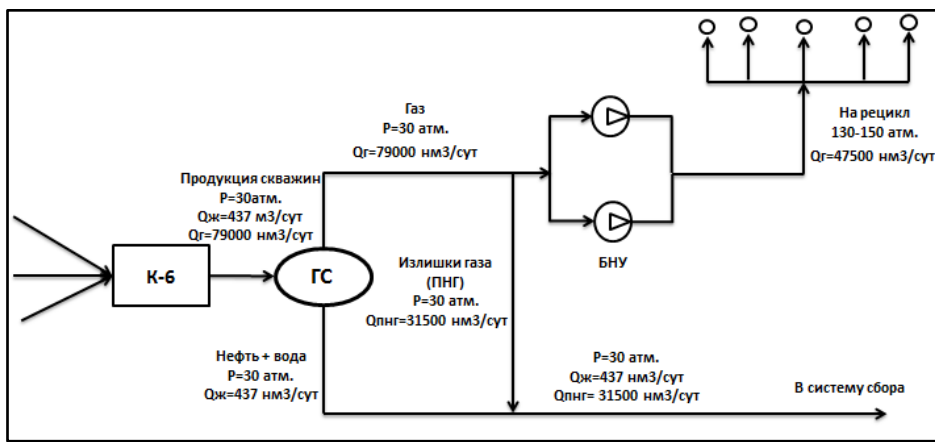


Рисунок 4. Схема №2.

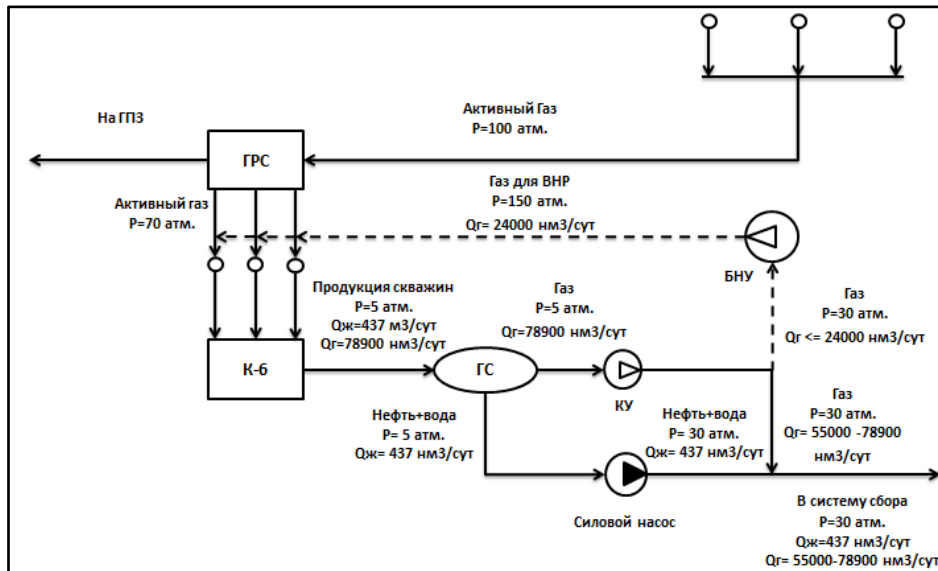


Рисунок 5. Схема №3.

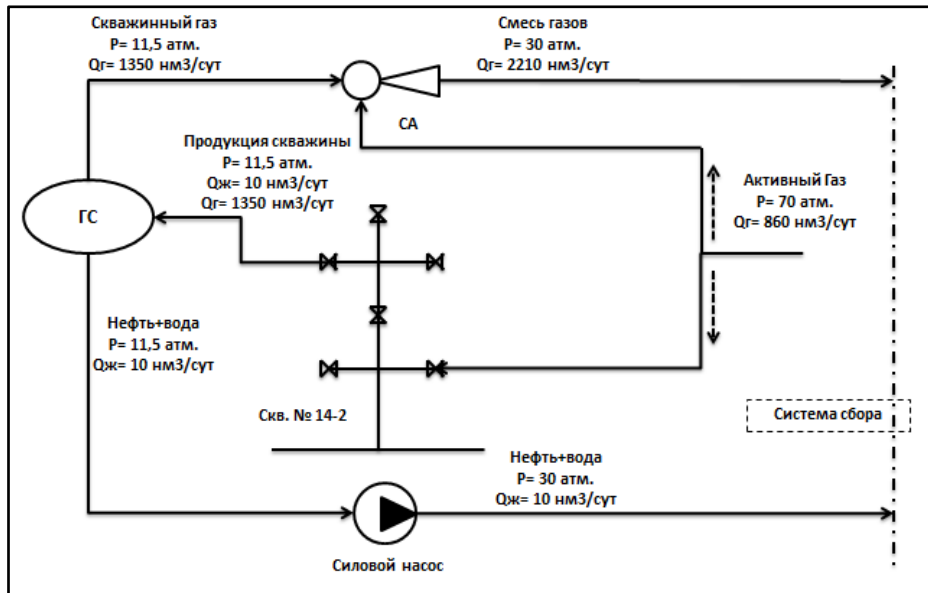


Рисунок 6. Схема №4.

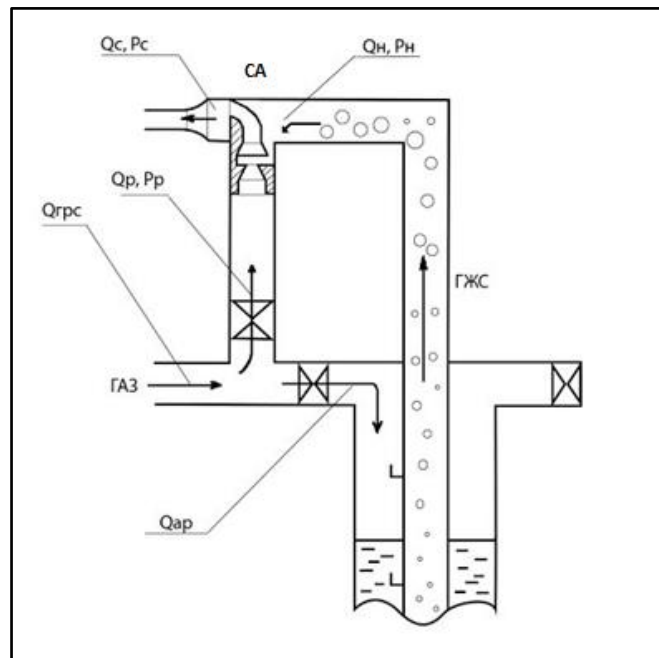


Рисунок 7. Схема №7.

Во всех схемах необходимо использовать коррозионностойкое оборудование, так как добываемая продукция содержит 6-7% H₂S

Так как использование оборудования в коррозионностойком исполнении значительно дороже, то на схемах №1, №3 предполагается подача газообразного ингибитора коррозии перед входом в компрессор (КУ) после газосепаратора (ГС), на схемах №1, №2, №3 требуется подача ингибитора коррозии вместе с питательной жидкостью в бустерную насосно-компрессорную установку (БНУ).

При реализации схем №1, №3, №4 силовые насосы необходимо оборудовать диспергаторами, так как гравитационный сепаратор (ГС) не позволит полностью отделить газ.

Схемы с использованием компрессора (КУ) необходимо оборудовать дополнительной системой подготовки (осушки) газа.

Схема №5 самая простая и дешевая, но требует комплексной научной экспериментальной работы для разработки методики подбора эжектора газ-ГЖС.

Характеристики	№1	№2	№3	№4	№5	Примечание
Снижение устьевое давления	+	-	+	+	+/-	Снижение устьевое давления до 5-10 атм. Снижение устьевое давления в 1,5 раза
ВНР без азотной установки	+	+	+	-	-	За счет использования БНУ (Ра/г = 120-150 МПа)
Рецикл активного газа	+	+	-	-	-	Повторное использование активного газа
Затраты на внедрение, млн.руб	69	53	44	4,5	0,5	

Таблица 1. Сравнение технических возможностей оптимизации газлифтного фонда скважин.

Для решения задачи оптимизации работы газлифтного способа эксплуатации была выбрана Схема №5. В настоящее время проводятся экспериментальные исследования на базе лаборатории техники и технологии добычи нефти в РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина.

Список используемой литературы

1. Соколов Е.Я. и Зингер Н.М. Струйные аппараты, Изд. 2-е, М., «Энергия», 1970. 288 стр. с илл.
2. Патент РФ 2251630, F04B23/06. Бустерная насосно-компрессорная установка/ Мартынов В.Н., Зильберберг Ю.А., Ретивых Д.Ю.; патентообладатель ООО «НПК «Ранко»; заявл. 25.09.2003. – опубл. 10.05.2005.