

УДК 624.01

## ПРИМЕНЕНИЕ ПОЛИМЕРНЫХ АРМИРОВАННЫХ ГРУЗОНЕСУЩИХ ТРУБ В ГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

Саранча А.В., Бордодымов Д.А., Огай В.А.

ФГБОУ ВО «Тюменский индустриальный университет», Тюмень, e-mail: sarantcha@mail.ru

Добыча низконапорного сеноманского газа сопровождается накоплением пластовой и конденсационной жидкости на забоях газовых скважин, вследствие падения пластового давления и снижения дебитов. В данной статье рассматривается инновационная технология по решению проблем, возникающих при эксплуатации фонда низкопродуктивных газовых скважин. Технология основывается на применении полимерной армированной грузонесущей трубы, используемой в качестве концентрической лифтовой колонны (КЛК) для удаления жидкости с забоя обводняющихся газовых скважин. В работе описываются преимущества и возможности использования полимерных труб. Также приводится описание работ по проектированию и проведению испытаний изготовленного комплекса оборудования для спуска полимерной армированной трубы в скважину без глушения. Рассматривается гипотетическое внедрение грузонесущих труб на скважине № 113 Медвежьего месторождения, а также приведены результаты расчетов дебита и скорости газожидкостного потока.

**Ключевые слова:** низкопродуктивные газовые скважины, трубы грузонесущие, концентрическая лифтовая колонна, полимерная армированная грузонесущая труба, низконапорный газ

## THE USE OF POLYMERIC REINFORCED CARRYING PIPES IN THE GAS INDUSTRY

Sarancha A.V., Bordodymov D.A., Ogay V.A.

Federal Budget Educational Institution of Higher Education «Tyumen Industrial University», Tyumen, e-mail: sarantcha@mail.ru

The low-pressure Cenomanian gas production is accompanied by formation and accumulation of condensation of fluid on the faces of gas wells, due to falling reservoir pressure and reducing flow rates. This article considers an innovative technology for solving the problems arising from the operation of the fund low-productivity gas wells. The technology is based on applying a reinforced polymeric load-pipe, used as a concentric tubing string for liquid removal from the bottom in wet wells with the descent without killing her. The paper describes the advantages and opportunities of using plastic pipes. Also describes the design and testing of manufactured equipment for descent polymeric reinforced pipe into the well without jamming. Discusses a hypothetical implementation of load pipes on oil wells Medvezhie field, and the results of calculations of flow rate and velocity of gas-liquid flow.

**Keywords:** low-productivity gas wells, pipe-carrying, concentric lift column, reinforced polymeric load-pipe, low-pressure gas

На сегодняшний день имеется огромное количество технологий, которые требуют наличия гидравлического канала и электрического кабеля для исследования и непрерывного контроля скважин. Такие технологии позволяют обеспечить стабильную и надежную эксплуатацию оборудования. Осуществление данных технологических процессов возможно с помощью гибких сталеполлимерных грузонесущих труб.

Данная разработка применяется в качестве неотъемлемого инструмента в таких технологических операциях, как перфорационно-прострелочные работы, спускоподъемные операции геофизического оборудования, очистка ствола скважины после проведения гидроразрыва пласта, проведение ремонтно-изоляционных работ, обработка призабойной зоны физико-химическими методами, промывка ствола скважины, нормализация забоя, освоение скважин, вызов притока и др.

Столь широкое применение трубы грузонесущие получили благодаря ряду преимуществ перед гибкими насосно-компрессорными трубами из стали:

- гарантийный срок службы 40–50 лет [6];
- не подвержены электрохимической коррозии;
- устойчивость к большинству агрессивных сред;
- отсутствие «механического зарастания» трубы со временем;
- надежность при осевых и радиальных перегрузках;
- низкая теплопроводность;
- возможность изготовления непрерывными отрезками;
- в три раза легче стальных;
- высокая герметичность ввиду отсутствия разъемных соединений [4].

Большой интерес для нефтегазовой отрасли вызвала технология непрерывного спуска трубы одним отрезком, что приводит

к сокращению времени проведения операций и удовлетворению главного условия эксплуатации – спуска без глушения.

Основные эксплуатационные требования, обеспечивающие надежную работу полимерных труб:

- удельная масса не должна превышать 3500 кг/км;
- рабочая осевая нагрузка – не менее 5350 кг при строительной длине 1000 м и при рабочей температуре +50°C;
- внутреннее давление разрушения 25 МПа при рабочей температуре +50°C;
- внешнее давление разрушения 10 МПа при рабочей температуре +50°C;
- овальность трубы не более 0,6 мм;
- наружная и внутренняя поверхности должны сохранять целостность [4].

Для выполнения спуско-подъемных операций с применением полимерной трубы используется специальный каротажно-технический подъемник ПКС-5Г-Т [1]. Подъемник предназначен для проведения спуско-подъемных операций при геофизических исследованиях в горизонтальных и боковых стволах скважин, контроля за разработкой, исследования нагнетательных скважин, свабирования. ПКС-5Г-Т состоит из маты с верхним роликом, силового гидравлического барабана лебедки с полимерной трубой,

подачика (для подачи трубы в скважину и преодоления устьевого давления), противовыбросового оборудования с четырехплащечным превентором и герметизатором, приспособленным к полимерной трубе.

Полимерные трубы могут использоваться в обводняющихся газовых скважинах, играя роль центральной лифтовой колонны в технологии концентрического лифта (рис. 2). Труба грузонесущая включает в себя внутреннюю полимерную трубу, которая является непосредственным гидроканалом для транспортировки одно- или двухфазного потока. Основным элементом, воспринимающим радиальную нагрузку (внутреннее давление), является армирование 2, с помощью высокопрочной стальной ленты, наложенной с заданным шагом. Для обеспечения требуемой величины разрывного усилия (осевой нагрузки) применяются повивы брони 3 из высокоуглеродистой стали. Защита армирования от коррозии осуществляется с помощью наружной оболочки из полимерного материала 4.

Примером удачного применения гибкой грузонесущей полимерной трубы при эксплуатации скважин по КЛК является опыт ПАО «Газпром» на Уренгойском нефтегазо-конденсатном месторождении [5].

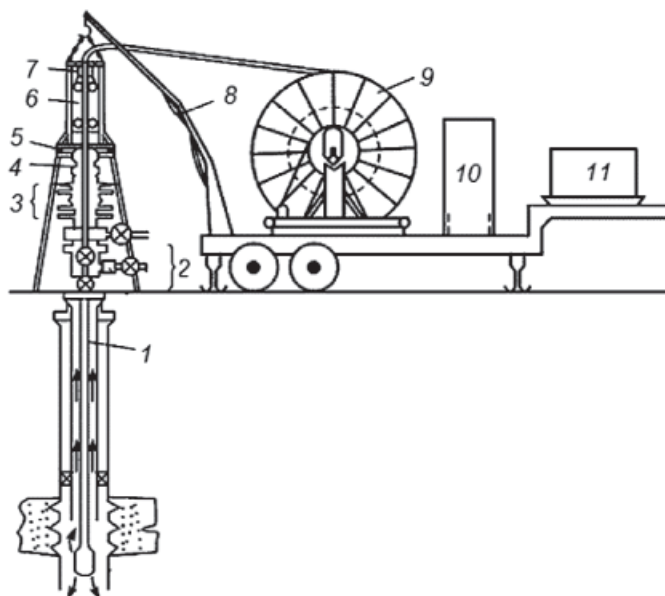


Рис. 1. Блок спецподъемника:

- 1 – труба грузонесущая; 2 – колонная головка; 3 – четырехплащечный превентор;  
 4 – сальниковая коробка; 5 – индикатор веса; 6 – инжекторная головка для подачи и извлечения колонны гибких труб; 7 – выпрямляющее устройство; 8 – подъемный кран инжектора;  
 9 – барабан с гибким НКТ; 10 – кабина управления; 11 – энергетический блок

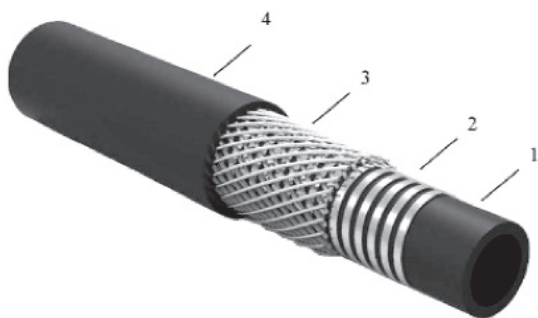


Рис. 2. Гибкая грузонесущая полимерная труба, применяемая в технологии концентрического лифта

Перевод скважины 514 на технологию удаления жидкости с помощью КЛК проводился без глушения, что позволило сохранить продуктивные характеристики призабойной зоны пласта, так как в роли центральной лифтовой колонны (ЦЛК) выступает гибкая полимерная грузонесущая труба, спуск которой осуществляется через лубрикатор. В качестве сталепolyмерной трубы выступает ТГ19/73-10/10-75, характеристики которой приведены в табл. 1.

**Таблица 1**  
Технические характеристики трубы ТГ19/73-10/10-75

|   |                    |
|---|--------------------|
| Внутренний диаметр $d$ , мм                                 | 49 <sub>-1,8</sub> |
| Наружный диаметр, $D$ , мм                                  | 73 <sub>-2</sub>   |
| Толщина стенки трубы грузонесущей, мм                       | 12                 |
| Наружный диаметр внутренней трубы, $D_n$ , мм               | 58 ± 0,95          |
| Шаг повива ленты, мм  | 5 ± 0,5            |
| Шаг проволок 1-го повива, мм                                | 180 ± 5            |
| Шаг проволок 2-го повива, мм                                | 200 ± 5            |
| Толщина стенки внутренней трубы $l$ , мм                    | 4,5                |
| Овальность трубы грузонесущей, мм, не более                 | 0,6                |
| Расчетная масса 1 м трубы грузонесущей без наконечников, кг | 3,3                |

Процесс реконструкции скважины заключался в спуске в основную лифтовую колонну диаметром 168 мм армированной полимерной трубы ниже башмака НКТ на 7 м, внешний диаметр которой равен 73 мм, внутренний – 49 мм. Затем на устье устанавливался технологический комплекс контроля и управления, позволяющий управлять параметрами эксплуатации скважины. Этот комплекс обеспечивал уровень необходимого дебита газа, требуемого для удале-

ния жидкости из ствола скважины в автоматическом режиме.

До спуска полимерной трубы скважина была оснащена НКТ диаметром 168 мм и имела следующие рабочие параметры:

Устьевое давление ( $P_y$ ) = 1,41–1,65 МПа;

Температура на устье ( $t_y$ ) = 3–6 °С;

Дебит ( $q_1$ ) = 88–90 тыс. м<sup>3</sup>/сут [5, 6].

При проведении ГДИ на различных режимах эксплуатации выяснилось, что вынос жидкости на поверхность из скв. 514 обеспечивался при скорости 4,6 м/с для ЦЛК и межколонному пространству МКП. Эти скорости соответствовали дебиту по ЦЛК 600 м<sup>3</sup>/ч и по МКП – более 3700 м<sup>3</sup>/ч.

Скорости восходящего потока, полученные на режимах гидродинамических исследований скважин (ГДИС), скважины с КЛК, отражаются на рис. 3. Рассчитанные инженерами ПАО «Газпром» скорости при работе скважины по лифтовой колонне (ЛК) диаметром 168 или 114 мм приведены в табл. 2. Анализируя приведенные данные, можно сделать вывод, что стабильная работа скв. 514 невозможна без применения КЛК, так как при работе по лифтовым колоннам диаметром 168 мм скорость газа обеспечивает вынос жидкости лишь на режиме ГДИС с максимальной депрессией. При этом устойчивый вынос жидкости из скважины не обеспечивается на всех режимах для ЛК диаметром 114 мм.

Благодаря поддержанию дебита по центральной лифтовой колонне (ЦЛК) выше минимально необходимого скважина работала стабильно. Рис. 4 отражает данные по работе скважины.

Опираясь на опыт работы скв. 514 Уренгойского НГКМ, можно предположить, что данную технологию можно применять и для скважин, в которых спущена ЛК диаметром 146, 127 и 114 мм, с соответствующими радиусами грузонесущих труб 65, 58 и 52 мм. Технические характеристики данных труб, включая ТГ-49/73-150-115, представлены в табл. 3. Схожесть технических характеристик позволяет использовать трубы разных диаметров при одинаковых условиях.

На основе вышеизложенных умозаключений предлагается рассмотреть гипотетическое внедрение технологии эксплуатации по КЛК в скважине 113 Медвежьего месторождения. На 16.05.2013 скважина имела средний дебит 19,42 тыс. м<sup>3</sup>/сут. После чего была обработана присадкой марки FA 4275 дважды в течение семи суток. После обработки наблюдалось увеличение добычи газа и жидкости. Через двое суток после вторичной обработки

отмечена остановка скважины. Применение полимерной армированной грузонесущей трубы в такой скважине позволит увели-

чить скорость газа, соответственно и вынос жидкости с забоя, что в конечном итоге приведет к стабильной работе скважины.

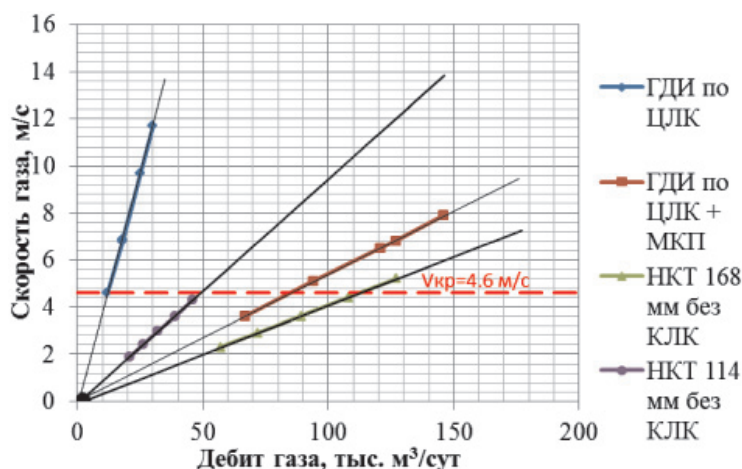


Рис. 3. Динамика дебита скв. 514, оборудованной КЛК

Таблица 2

Скорости восходящего потока на режимах ГДИ скв. 514 и оценочные скорости при возможной работе по НКТ 168 или 114 мм

| $P_y$ ЦЛК, МПа | ЦЛК 73/49 мм        |           | $P_y$ МКП, МПа | ЦЛК+МКП, $d_{экр} = 131$ мм |           | $P_y$ МПа | НКТ 168/150 мм      |           | НКТ 114/100 мм      |           |
|----------------|---------------------|-----------|----------------|-----------------------------|-----------|-----------|---------------------|-----------|---------------------|-----------|
|                | $q_r$ , тыс. м³/сут | $V$ , м/с |                | $q_r$ , тыс. м³/сут         | $V$ , м/с |           | $q_r$ , тыс. м³/сут | $V$ , м/с | $q_r$ , тыс. м³/сут | $V$ , м/с |
| 1,4            | 12                  | 4,6       | 1,5            | 67                          | 3,6       | 1,5       | 57                  | 2,3       | 21                  | 1,9       |
| 1,3            | 18                  | 6,8       | 1,4            | 94                          | 5,1       | 1,4       | 72                  | 2,9       | 26                  | 2,4       |
| 1,2            | 25                  | 9,7       | 1,3            | 127                         | 6,8       | 1,4       | 89                  | 3,6       | 32                  | 3,0       |
| 1,1            | 30                  | 11,7      | 1,2            | 146                         | 7,9       | 1,3       | 108                 | 4,4       | 39                  | 3,6       |
| 1,3            | 18                  | 6,9       | 1,3            | 121                         | 6,5       | 1,3       | 127                 | 5,2       | 46                  | 4,3       |

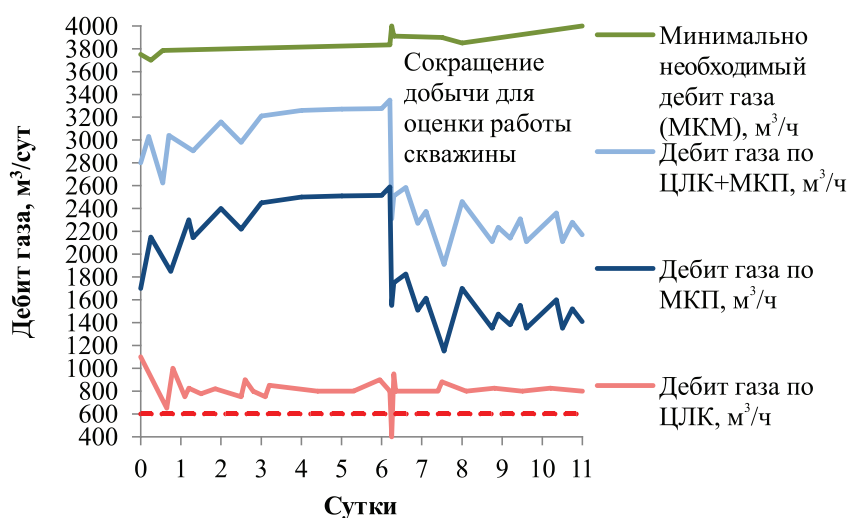


Рис. 4. Скорости газа в скв. 514 на режимах ГДИ

Таблица 3

Технические характеристики труб грузонесущих 73, 65, 58 и 52 мм

| Наименование                     | ТГ-30/52-200-170 | ТГ-35/58-200-170 | ТГ-40/65-200-170 | ТГ-49/73-150-115 |
|----------------------------------|------------------|------------------|------------------|------------------|
| Диаметр, вн/нар, мм              | 30/52            | 35/58            | 40/65            | 49/73            |
| Разрывное усилие, кН             | 170              | 170              | 170              | 115              |
| Относительное удлинение, м/км/кН | 0,3              | 0,3              | 0,1              | 0,1              |
| Мин. радиус изгиба, мм           | 1000             | 1160             | 1300             | 1400             |
| Вес в воздухе, кг/км             | 2800             | 3300             | 3600             | 3300             |
| Вес в воде, кг/км                | 1400             | 1600             | 1600             | 1450             |
| Макс. давление, вн/нар, МПа      | 20/20            | 20/20            | 20/20            | 15/10            |
| Макс. рабочая температура, °С    | 60               | 60               | 60               | 60               |

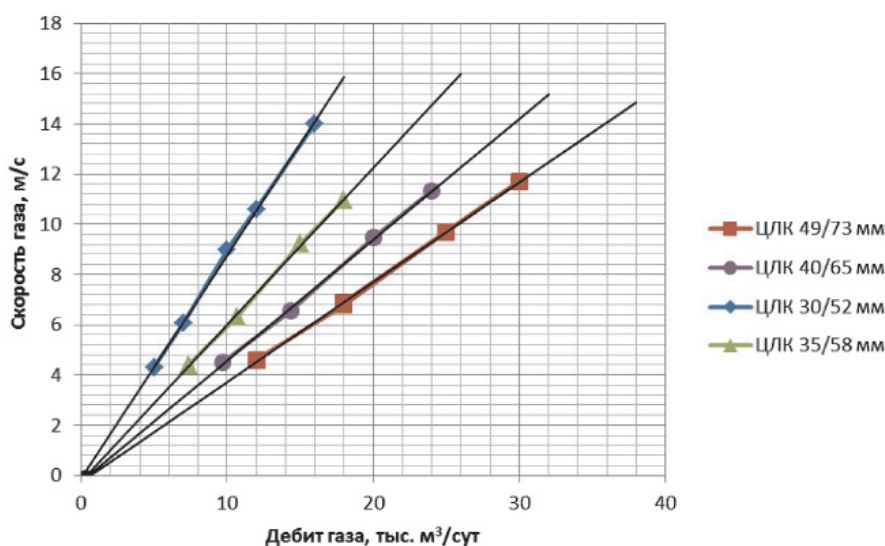


Рис. 5. Скорости газожидкостного потока в ЦЛК диаметром 73, 65, 58 и 52 мм

Результаты расчётов скорости газожидкостного потока в ЦЛК при гипотетическом использовании технологии КЛК отражены на рис. 5. Рассмотрена эксплуатация скважин с основной лифтовой колонной (ОЛК) диаметром 168, 146, 127 и 114 мм и грузонесущей трубой (ЦЛК) диаметром 73, 65, 58 и 52 мм соответственно. Прогноз основан на положительном опыте эксплуатации скв. 514 Уренгойского месторождения и расчете скорости газожидкостного потока при эксплуатации скв. 113 Медвежьего месторождения с ЛК 114 мм.

Анализируя выведенные графические зависимости, можно сделать вывод, что наибольшая скорость газа будет обеспечиваться даже при минимальном дебите, если

будут использоваться грузонесущие трубы меньшего диаметра. Выведенные зависимости могут использоваться при внедрении технологии КЛК на скв. 113 Медвежьего месторождения.

Таким образом, применение гибких сталеполимерных грузонесущих труб в нефтегазовой отрасли является очень перспективным направлением. Основным фактором, обуславливающим эффективность их использования, является возможность спуска грузонесущих труб без глушения скважины, что приводит к сокращению времени проведения работ и затрат, исключению отрицательного воздействия на призабойную зону пласта. Одним из потенциальных секторов

внедрения сталеполимерных труб является применение их при эксплуатации низкодебитных газовых скважин по технологии КЛК, которая позволяет своевременно удалять жидкость с забоя и продолжить стабильную добычу газа. Анализ положительного опыта работы скв. 514 Уренгойского НГКМ по вышеупомянутой технологии позволяет прогнозировать эффект от эксплуатации по КЛК других низкопродуктивных скважин сеноманских залежей. Рассмотренное гипотетическое внедрение данного способа на скв. 113 Медвежьего месторождения демонстрирует обеспечение необходимой скорости газа для выноса жидкости с забоя. Приведенные зависимости скоростей газожидкостного потока от диаметра спущенной колонны будут полезны при рекомендации использования КЛК в качестве геоло-

го-технического мероприятия по поддержанию работы данной скважины.

#### Список литературы

1. Бурмистров А.А. Опыт использования спецподъемников со сталеполимерной трубой на нефтяных и газовых скважинах // Нефть. Газ. Новации. – 2014. – № 11. – С. 79–82.
2. Епрынцева А.С. Разработка технико-технологических решений по эксплуатации скважин газовых месторождений на стадии падающей добычи: автореф. дис. ... канд. техн. наук. – Тюмень, 2012. – 173 с.
3. Колмаков А.В., Кротов П.С., Кононов А.В. Технологии разработки сеноманских залежей низконапорного газа. – СПб.: ООО «Недра», 2012. – 176 с.
4. Минликаев В.З. Технология и комплекс оборудования для спуска лифтовых колонн в скважины без глушения // Нефть. Газ. Новации. – 2014. – № 4. – С. 109–114.
5. Минликаев В.З., Дикамов Д.В., Мазанов С.В., Корякин А.Ю., Донченко М.А. Опыт эксплуатации скв. 514 сеноманской залежи Уренгойского НГКМ, оборудованной концентрическими лифтовыми колоннами // Газовая промышленность. – 2015. – № 5. С. 29–33.
6. Робин А.В. Способ проектирования систем комплексной безопасности объекта // Патент России № 44782.2004.