

# Восстановление работоспособности глубинно-насосного оборудования на скважинах с несколькими осложняющими факторами

Юдаков В.А.<sup>1</sup>, Корнилов Д.С.<sup>1</sup>, Гилаев Г.Г.<sup>2</sup>

<sup>1</sup>ООО «СамараНИПИнефть» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»), Самара, Россия;

<sup>2</sup>Кубанский государственный технологический университет, Краснодар, Россия  
yudakovva@samnipi.rosneft.ru

## Аннотация

В работе представлено применение модернизированной компоновки глубинно-насосного оборудования на скважинах с несколькими осложняющими факторами, а именно: интенсивным выносом песка, одновременным отложением асфальтсмолопарафиновых отложений, а также высокой степенью поглощения пластом промывочной жидкости.

## Материалы и методы

Проведен анализ и обзор технических решений, которые направлены на восстановление работоспособности глубинно-насосного оборудования. Дано описание основных причин образования осложнений при эксплуатации добывающих скважин.

## Ключевые слова

глубинно-насосное оборудование, интенсивный вынос песка, асфальтсмолопарафиновые отложения, поглощение промывочной жидкости.

## Для цитирования

Юдаков В.А., Корнилов Д.С., Гилаев Г.Г. Восстановление работоспособности глубинно-насосного оборудования на скважинах с несколькими осложняющими факторами // Экспозиция Нефть Газ. 2024. № 8. С. 120–121.

## Введение

При эксплуатации добывающих скважин одним из ключевых видов осложнений является образование асфальтсмолопарафиновых отложений (далее АСПО), вынос песка и механических примесей. В процессе эксплуатации нефтяных и газовых месторождений происходит разрушение призабойной зоны пласта и поступление на забой скважины продуктов разрушения, что вызывает значительные осложнения. В условиях аномально низких пластовых давлений продукты разрушения скапливаются на забое, что приводит к образованию песчаных пробок, кольматации фильтров и к резкому падению дебита нефти и газа, увеличению трудовых и материальных затрат на проведение ремонтных работ. Наличие в продукции скважин механических примесей усиливает износ рабочих органов глубинно-насосного оборудования (далее ГНО), сокращает срок его службы.

## Основная часть

Анализ промыслового опыта свидетельствует о значительном количестве скважин, на которых проявляются сразу несколько осложняющих факторов, а именно: высокая степень поглощения пластом промывочной жидкости, интенсивный вынос песка и одновременное отложение асфальтсмолопарафиновых отложений.

Состояние глубинно-насосного оборудования скважин представлено на рисунке 1.

Для увеличения межремонтного периода (МРП) на скважинах с осложняющими факторами возможно применение различного набора компоновок ГНО. Увеличение наработки по таким скважинам, как правило, не происходит, поскольку появляется необходимость внедрения стандартного оборудования для защиты насоса от механических примесей и дополнительного оборудования для проведения периодических профилактических промывок от АСПО. Возможность проведения эффективной промывки на скважинах ввиду поглощения промывочной жидкости продуктивным пластом отсутствует.

Одним из первоочередных решений является применение газопесочного якоря (далее ГПЯ) (рис. 2). Расследование причин отказа глубинно-насосного оборудования после подъема выявляет недостаточность использования одного газопесочного якоря. Ввиду отсутствия циркуляции промывочной жидкости, очистка внутренней части оборудования от песка в таком случае не производится.

Второстепенным решением является применение стандартного оборудования с пакером и обратным клапаном от установки электроцентробежного насоса (далее УЭЦН) с целью отсекания пласта и возможности проведения промывки (рис. 3). Применение данного варианта компоновки нецелесообразно по причине интенсивного выноса песка.

На основе анализа различных вариантов компоновки и возможности восстановления работоспособности глубинно-насосного оборудования предлагается компоновка

оборудования, основными элементами которой являются: обратный клапан от УЭЦН, два газопесочных якоря с контейнерами и патрубков с резиновой манжетой (рис. 4). Это даст возможность осуществить двухступенчатую очистку пластовой жидкости, поступающей на приём насоса, от механических примесей.

Применение обратного клапана от УЭЦН с пакером позволит осуществить изоляцию продуктивного пласта для проведения профилактических промывок во время эксплуатации.

Осуществление промывки насоса производится путём закачки жидкости в межтрубное пространство.

Процесс промывки ГНО скважин представлен на рисунке (рис. 5).

Данная модернизированная компоновка ГНО имеет следующие преимущества:

- снижение содержания механических примесей в продукции;
- проведение профилактических промывок внутрискважинного оборудования;
- полное отсутствие поглощения пластом промывочной жидкости;
- проведение гидродинамических исследований по межтрубному пространству

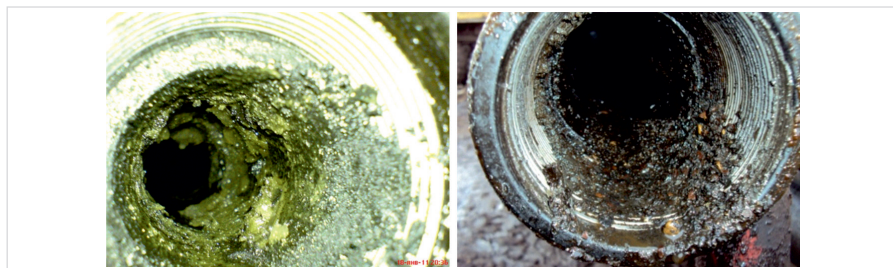


Рис. 1. Состояние ГНО при подъеме

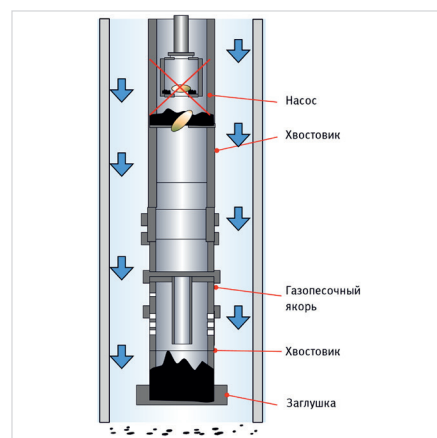


Рис. 2. Компоновка ГНО с одним ГПЯ

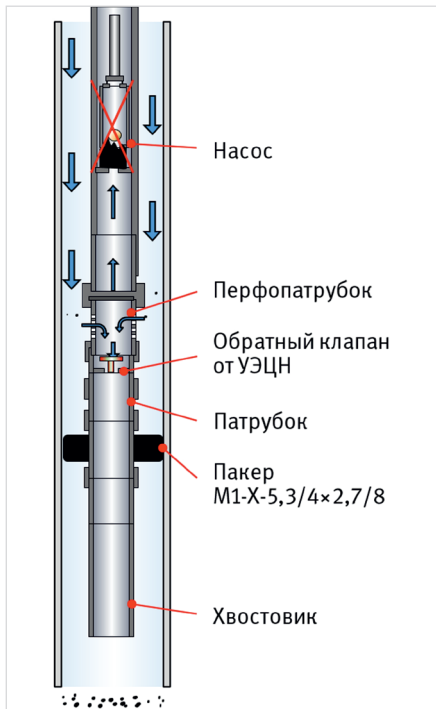


Рис. 3. Компонка ГНО с пакером и обратным клапаном

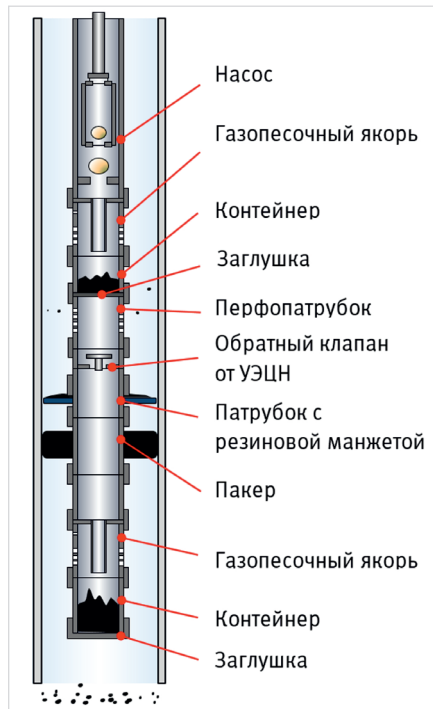


Рис. 4. Модернизированная компоновка ГНО



Рис. 5. Схема процесса промывки модернизированной компоновки ГНО

Табл. 1. Результаты расчета экономической эффективности модернизированной компоновки ГНО

Итоговые показатели проекта	Единица измерения	Конструкция ГНО на скважинах с высоким поглощением пласта, осложненных выносом песка и АСПО
Расчетный период	год	4,0
МРП до ремонта	рем/год	2,8
МРП после ремонта	рем/год	0,39
Снижение количества ремонтов	рем/год	2,42
DPI (индекс доходности дисконтированный)	д.ед.	4,5
NPV (чистый дисконтированный доход)	тыс. руб	2853,0
Срок окупаемости	год	0,25

(замер статических и динамических уровней);

- планируемое увеличение наработки на отказ в 7 раз.

#### Экономическая эффективность

Потенциальный экономический эффект при применении модернизированной компоновки ГНО показан в таблице 1.

Дисконтированный индекс доходности модернизированной компоновки ГНО — 4,5 д. ед. Срок окупаемости составит

3 месяца. Чистый дисконтированный доход составит 2 853 тыс. руб.

#### Итоги

В статье показана проблематика эксплуатации добывающих скважин, при которой существует вероятность образования нескольких осложняющих факторов. Дано описание основных причин образования осложнений при эксплуатации добывающих скважин. Авторами проведен анализ и обзор технических решений по модернизации типового глубинно-насосного оборудования,

которые направлены на восстановление его работоспособности.

#### Выводы

Образование осложнений в процессе добычи представляет собой значительную проблему для нефтепромыслового оборудования. Применение модернизированной компоновки ГНО позволит эффективно предупреждать преждевременные эксплуатационные отказы погружного насосного оборудования, связанные с отложением АСПО, выносом механических примесей, песка.

#### Литература

1. Шашкин М.А. Применяемые в ТПП «Лангепаснефтегаз» методы защиты для снижения негативного влияния механических примесей на работу ГНО // Инженерная практика. 2010. С. 26–30.
2. Шмидт А.А. Повышение эффективности эксплуатации скважин, осложненных содержанием мехпримесей в продукции. Автореферат. Уфа, 2007.
3. Смольников С.В. Методы защиты насосного оборудования для добычи нефти от механических примесей. Уфа: Нефтегазовое дело, 2010. 41 с.
4. Пирвердян А.М. Защита скважинного насоса от газа и песка. М.: Недра, 1986. 120 с.

#### ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ

**Юдаков Виталий Александрович**, главный менеджер по инжинирингу группы управления концептуальными и интегрированными проектами, ООО «СамарНИПИнефть» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»), Самара, Россия  
Для контактов: yudakovva@samnipi.rosneft.ru

**Корнилов Дмитрий Сергеевич**, инженер 1 категории отдела концептуального и интегрированного проектирования, ООО «СамарНИПИнефть» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»), Самара, Россия  
Для контактов: kornilovds@samnipi.rosneft.ru

**Гиляев Гани Гайсинович**, доктор технических наук, профессор, директор института нефти, газа и энергетики, заведующий кафедрой нефтегазового дела, ФГБОУ ВО «КубГУ», Краснодар, Россия