

## Оптимизация способов борьбы с осложнениями при добыче нефти на нефтяных и газовых месторождениях

О. Н. Барданова, С. А. Красноперова, А. М. Насыров  
Институт нефти и газа им. М. С. Гуцериева  
Удмуртского государственного университета, г. Ижевск,  
*krasnooperova\_sve@mail.ru*

*В статье отмечены огромные затраты для ликвидации осложнений при добыче нефти. Перечислены основные осложнения, возникающие при эксплуатации скважин. Приведены некоторые оптимальные способы борьбы с осложнениями при добыче нефти на примере месторождений Удмуртской Республики.*

**Ключевые слова:** асфальтосмолопарафиновые отложения, осложняющие факторы, стеклопластиковые трубы.

В настоящее время для большинства нефтяных и газовых месторождений среди экономических показателей переменные затраты и расходы на борьбу с осложнениями при добыче нефти могут занимать лидирующее положение наряду с авариями и инцидентами на промышленных объектах [1–3].

В крупных нефтяных компаниях затраты на борьбу с осложнениями при добыче нефти могут составлять миллиарды рублей, а недобор нефти из-за осложнений исчисляется сотнями тысяч тонн в год, поэтому проблемы в данной области являются актуальными и заслуживают особого внимания.

В зависимости от горно-геологических условий и свойств добываемых флюидов при добыче нефти и газа существует множество осложняющих факторов. Основными осложняющими факторами в добыче нефти являются [4]:

- асфальтосмолопарафиновые отложения (АСПО) в трубах и в насосном оборудовании;
- отложения неорганических солей;
- образование высоковязких эмульсий, высокая вязкость добываемой нефти;
- коррозия скважинного и нефтепромыслового оборудования;
- влияние механических примесей на работу насосного оборудования;
- работа скважинного оборудования в наклонно-направленных и искривленных скважинах;
- высокий газовый фактор;
- образование газогидратных отложений при добыче газа и нефти.

Для каждого месторождения, а также для отдельной скважины на одном месторождении в зависимости от характера и вида отложений

подбирается тот или иной вариант борьбы с осложнениями.

На рис. 1 представлена схема, на которой отображены методы и способы (цифрами) борьбы с отложениями, применяемые для асфальтосмолистых парафиновых веществ (АСПВ).

При подборе метода борьбы с осложнениями необходимо, в первую очередь, изучить причины, особенности и интенсивность отложений, исходя из чего определяются оптимальные способы снижения влияния на процесс добычи нефти факторов осложнений. Например, замена насосно-компрессорных труб (НКТ) диаметром 73 мм на трубы диаметром 89 мм приводит к следующим положительным эффектам:

- 1) межоперационный период горячих обработок от АСПО увеличивается на 40–60%;
- 2) максимальные нагрузки на головку балансира снижаются на 10–12%;
- 3) возможность снизить энергетические расходы на 12–16% при добыче высоковязких жидкостей и на скважинах с АСПО;
- 4) на 35% снижается интегральная сила гидравлического трения при ходе штанг вниз при добыче высоковязких нефтей, что снижает вероятность зависания штанг.

Один из эффективных способов удаления АСПО — применение растворителей. Этот способ обладает следующими преимуществами:

- 1) не вызывает вторичных осложнений;
- 2) минимальные транспортные затраты;
- 3) отсутствие недобора нефти;
- 4) растворитель после использования сдается как товарная нефть, т. е. снижается стоимость обработки;
- 5) эффективность практически не зависит от глубины обработки.

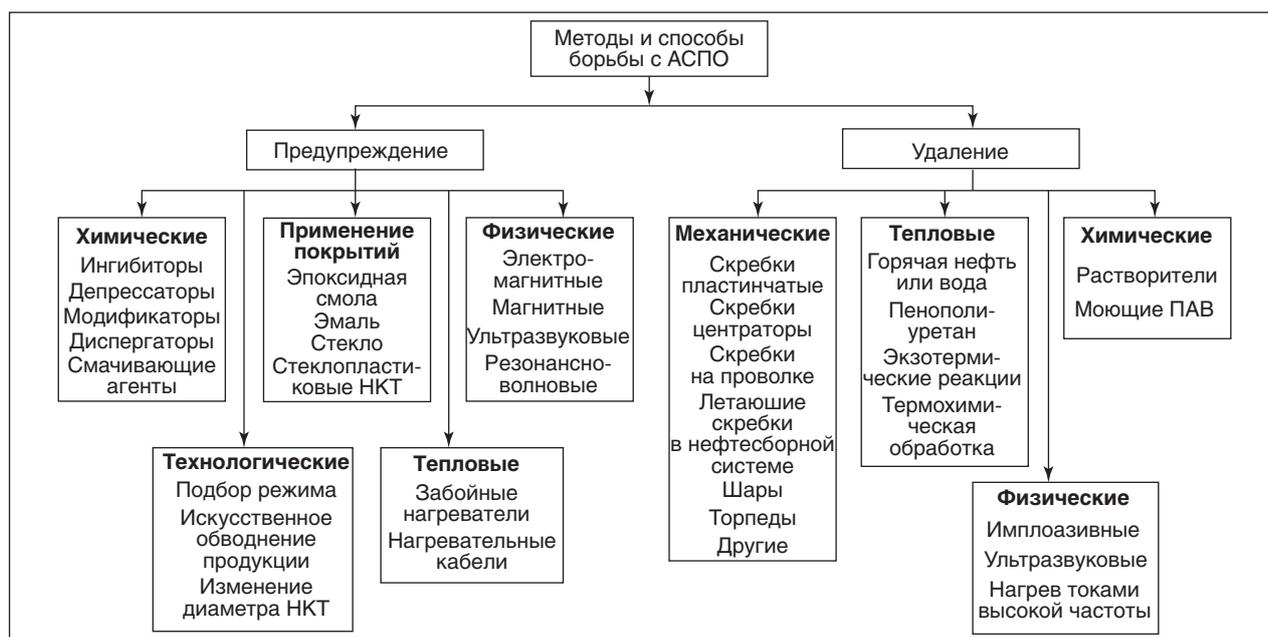


Рис. 1. Методы борьбы с АСПО

К недостаткам этого способа относится дорогостоящая и высокая пожароопасность при применении, особенно, в летнее время.

Оптимальная технология применения — заливка в затруб по 200–400 л растворителя через 6–10 дней. Надо заметить, что при одновременно-раздельной эксплуатации скважин с наличием пакера в подвеске применение ингибиторов и растворителей является основным способом борьбы с АСПО.

Одно из частых осложнений при добыче нефти — зависание штанг из-за высокой вязкости добываемой нефти. Для штанговых скважинных насосных установок в целях снижения вероятности зависания штанг рекомендуется замена НКТ диаметром 73 мм на трубы диаметром 89 мм. При проектировании скважинного оборудования необходимо произвести расчеты силы трения при ходе штанг вниз во избежание зависания штанг. В малодебитных скважинах с высоковязкой нефтью предлагается внедрять забойные электронагреватели для стабилизации продуктивности, устранения зависания штанг и повышения межремонтного периода скважины.

Метод применения футерованных НКТ — один из эффективных методов борьбы с осложнениями. Для установок электрических центробежных (УЭЦН), электроприводных винтовых насосов и погружных диафрагменных электронасосов применение эмалированных внутри НКТ на порядок повышает межоперационный период от АСПО, солей, также защищает от коррозии НКТ.

На поздней стадии разработки месторождений нефти и газа на первый план встает коррозия оборудования, особенно в системе закачки сточной воды. Оптимальным решением, на наш взгляд, для защиты от коррозии НКТ в нагнетательных скважинах сточной воды является применение стеклопластиковых НКТ со стальными оконцевателями [5].

На скважинах, оборудованных УЭЦН, против коррозии и отложений предлагается использовать футерованные эмалью или эпоксидной смолой стальные НКТ.

На некоторых месторождениях значительной помехой в работе штанговых скважинных насосных установок является прорыв затрубного газа на прием насоса. Встречаются даже предложения механически откачивать затрубный газ компрессорным устройством, приводимым от станка качалки. Однако в большинстве случаев оптимальным является более простой способ, а именно, чтобы затрубный газ не прорывался на прием насоса, необходимо спускать хвостовик из облегченных труб или из стеклопластиковых труб на несколько сот метров (рис. 2).

На месторождениях с преимущественно искривленными скважинами часто происходят полеты ЭЦН, хотя выполняется комплекс мероприятий по их недопущению. Одним из эффективных методов снижения числа полетов УЭЦН является замена асинхронных погружных электродвигателей на вентильные, которые значительно короче асинхронных и работают достаточно плавно. Это снижает изгибающие усилия и радиальную

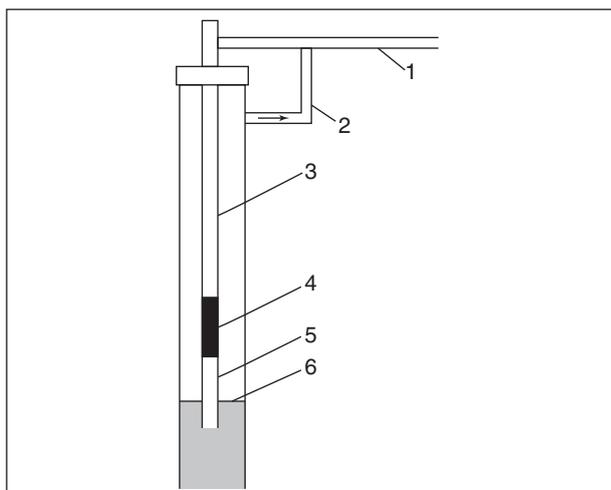


Рис. 2. Хвостовик, применяемый при отжати динамического уровня газом:  
1 — выкидная линия; 2 — сброс газа в выкидную линию; 3 — НКТ; 4 — насос; 5 — хвостовик; 6 — динамический уровень

вибрацию. Кроме того, вентильные двигатели имеют более высокий КПД и в какой-то степени нейтрализуют реактивную составляющую потребляемой мощности.

Существуют разногласия среди специалистов по конструкции фильтров глубинных насосов и отсутствует технически обоснованный стандарт по оптимальным конструкциям фильтров глубинных насосов. Применяют самые

различные варианты фильтров без подробного исследования и анализа, соответственно, без особого успеха.

Исходя из наших исследований, для штанговых скважинных насосных установок рекомендуется использовать стеклопластиковый фильтр длиной 2–2,5 м, с круглыми отверстиями диаметром 2–3 мм или прорезами 1,5×40 мм. В интервале длинного фильтра на порядок снижается скорость восходящего потока жидкости, что способствует более полной сепарации газа и увеличению коэффициента наполнения насоса. Испытания, проведенные этих фильтров в 2006–2007 гг. на Мишкинском месторождении показали высокую эффективность: за 1,5–2 года работы этих фильтров не было даже следов АСПО, отложений солей и тем более коррозии.

Применение стеклопластиковых фильтров и труб позволит защитить оборудование не только от коррозии, но и от других факторов осложнений.

При эксплуатации скважин могут возникать самые различные сочетания осложнений. Чтобы значительно оптимизировать затраты на преодоление различных осложнений требуется, в первую очередь, тщательно исследовать процесс, только потом разрабатывать и осуществлять технологические, организационные и экономические мероприятия на преодоление осложнений.

#### Литература

1. Тронов В. П. Механизм образования смолопарафиновых отложений и борьба с ними. — М.: Недра, 1970. — 183 с.
2. Насыров А. М., Иконников В. В. Совершенствование технологии добычи нефти с помощью УЭЦН в осложненных условиях. — Ижевск, 1998.
3. Насыров А. М., Орлов И. А., Насыров В. А. К вопросу совершенствования нефтяного оборудования // Нефтепромышленное дело. — 2006. — № 3. — С. 40–42.
4. Галикеев И. А., Насыров В. А., Насыров А. М. Эксплуатация месторождений нефти в осложненных условиях. — Ижевск: Парацельс, 2015. — 349 с.
5. Насыров А. М., Каменщиков Ф. А. Особенности эксплуатации скважин на поздней стадии разработки месторождений с высоковязкой нефтью // Научно-технический вестник НК «Роснефть». — 2008. — №3. — С. 27–29.

O. N. Bardanova, S. A. Krasnoperova, A. M. Nasyrov  
Oil and Gas Institute named after M.S. Gutseriev at the Udmurt State University,  
krasnoperova\_sve@mail.ru

#### The Optimization of Ways of Dealing with Complications in Oil Production on Oil and Gas Fields

*The article draws attention to the huge costs for eliminating the complications in oil production. The main complications arising during well operation are listed. Some optimal ways to combat complications in oil production are given on the example of the fields of the Udmurt Republic.*

**Key words:** deposits of asphalt, resin and paraffin, complicating factors, fiberglass tubes.