

## К ВЫБОРУ РЕАГЕНТОВ ДЛЯ ПРЕДУПРЕЖДЕНИЯ ОБРАЗОВАНИЯ И УДАЛЕНИЯ АСПО В ДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИНАХ

*М. С. Турбаков*

Пермский государственный технический университет

*Рассматриваются методические вопросы учета различных факторов при выборе реагентов для предупреждения образования и удаления АСПО.*

На большинстве месторождений Пермского Прикамья работа нефтедобывающих скважин осложнена различными отложениями на скважинном оборудовании. Состав и свойства этих отложений зависят от свойств пластовых флюидов, геологических, термобарических, гидродинамических и технологических факторов. Укрупнённо можно выделить три вида отложений: с преобладанием неорганических веществ; с преобладанием органических веществ; с приблизительно равным содержанием органических и неорганических компонентов<sup>1</sup>. Отложения асфальтеносмолопарафиновых веществ (АСПО) – основной вид, на который приходится более половины всех осложнений. АСПО – это концентрированная суспензия кристаллов парафина, грубодисперсных минеральных примесей и асфальтенов коллоидной степени дисперсности в маслах и смолах, имеющих в объёме консистенцию твёрдых аморфных тел.

В состав АСПО могут входить механические частицы (разрушенная горная порода, продукты коррозии), пузырьки газа и другие включения. Наличие механических примесей в пластовой нефти и продуктов коррозии способствует зарождению

---

<sup>1</sup> Абашев Р. Г. О классификации асфальтосмолопарафиновых отложений на нефтепромысловом оборудовании // Нефтяное хозяйство. – 1984. – № 6. – С. 48–49.

центров кристаллизации твёрдых парафинов. Частицы минеральных примесей активно адсорбируют ПАВ, входящие в ингибирующие композиции, что ведёт к увеличению удельного расхода ингибиторов АСПО.

При эксплуатации нефтедобывающих скважин борьба с АСПО ведётся по двум направлениям: предотвращение образования отложений на контактирующих с добываемой нефтью поверхностях внутрискважинного оборудования и периодическое удаление АСПО с поверхностей скважинного оборудования, позволяющее восстанавливать его пропускную способность.

При прочих равных условиях (газовый фактор, давление насыщения нефти газом, термодинамические условия, режим эксплуатации скважины) именно состав и свойства нефти и АСПО определяют выбор композиции для предотвращения их выпадения и для удаления образовавшихся отложений. Анализ отложений на НКТ показывает, что даже близкие по характеристикам нефти могут значительно различаться по составу АСПО. Кроме того, состав АСПО неодинаков в разных точках отбора проб и изменяется во времени.

Промысловой практикой установлено: для низкодебитных скважин более эффективны химические методы предупреждения образования АСПО, при средних дебитах – механические и тепловые методы удаления отложений, при высоких дебитах – защитные покрытия.

В целом химические методы предупреждения образования АСПО в скважинах следует применять при: низких дебитах; невысокой обводнённости; высоких давлениях насыщения нефти газом (более 10–11 МПа); высоких значениях температуры насыщения нефти парафином; высокой газонасыщенности нефти ( $\Gamma_n > 60 \text{ м}^3/\text{т}$ ); высоком содержании тугоплавких парафинов, церезинов; высоком содержании асфальтеносмолистых веществ.

Удаление АСПО с поверхностей НКТ и скважинного оборудования может быть выполнено с применением механических средств (скребки), тепловых обработок (промывки

нагретой нефтью, нагретой водой с ПАВ, экзотермические реакции, электронагреватели и др.) и углеводородных растворителей (удалятели АСПО).

Классификация нефтедобывающих скважин, при эксплуатации которых в течение одного года проводятся мероприятия по депарафинизации, может быть следующей:

Скважины		Минимальное количество мероприятий в течение года		
Группа	Подгруппа	Промывки		ПРС
		теплоносителем	углевод. раствор	
I	1	3	-	-
	2	-	3	-
	3	2	1	-
	4	1	2	-
II	-	-	-	2
III	1	2	-	1
	2	1	1	1
	3	0	2	1

Растворы ПАВ (удалятели на водной основе) являются, в основном, моющими веществами, обеспечивающими диспергирование и отмыв АСПО. При контакте с АСПО водные растворы ПАВ проникают в глубь отложений, диспергируют их и ослабляют (вплоть до разрушения). Такие вещества менее опасны и токсичны, создают на поверхности металла гидрофильные плёнки, поэтому положительное действие их сохраняется на некоторое время после обработок.

Для выбора наилучшего реагента следует провести классификацию скважин, осложнённых АСПО, с учётом химической природы парафиноотложений. Тогда, пользуясь данными анализа отложений и таблицей эффективности действия удалятелей и ингибиторов в зависимости от типа скважин, можно предложить эффективную композицию, не выполняя длительных поисковых работ и сведя опыт лишь к контрольной проверке выбранного реагента. Классификация скважин осуществляется с учётом соотношения неполярных (асфальтены, смолы) и полярных (твёрдые парафины) компонентов в отложениях.

В зависимости от относительного содержания твёрдых парафиновых углеводородов (П), смол (С) и асфальтенов (А) в нефти осложнённые скважины делятся на три основные группы:

**I группа:**  $P/(A+C) \leq 0,9$ ,

**II группа:**  $0,9 < P/(A+C) < 1,1$ ,

**III группа:**  $P/(A+C) \geq 1,1$ .

Согласно этой классификации скважины Уньвинского, Шершнёвского, Логовского и Тарховского месторождений ООО «ЛУКОЙЛ-Пермь» относятся к III группе; Баклановского, Первомайского – к I группе.

Для скважин I и II групп следует применять углеводородные растворители с повышенным содержанием нафтеновых и ароматических углеводородов (типа СНПХ-7р-14, ФЛЭК-Р...). Высокое содержание ароматических и нафтеновых углеводородов снижает адгезию и когезию (сцепление молекул в фазе) парафинов. Для III группы скважин достаточно использовать одну гексановую фракцию, низкооктановый бензин, керосин или реагент типа СНПХ-7р-2.

При введении в состав удалителей ПАВ необходимо учитывать, что для скважин III группы активное начало композиции должно обладать высокими смачивающими свойствами, для I группы – пептизирующими и дефлокулирующими свойствами.

Высокая эффективность мероприятий по предупреждению образования и удалению АСПО требует создания и функционирования системы промысловых и лабораторных исследований, контроля технологических процессов в части, имеющей непосредственное отношение к проявлению осложнений при эксплуатации добывающих скважин и нефтепромысловых систем. Мониторинг (контроль, системный анализ, разработка и реализация мероприятий по оптимизации) эксплуатации добывающих скважин является необходимым условием повышения технико-экономических показателей добычи нефти в осложнённых условиях.

*Получено 05.12.06.*