



Рис. 2 Результаты эксперимента по отделению льда из потока газа

Выводы. В настоящее время на базе Томского политехнического университета разработан экспериментальный стенд для удаления механических примесей из потока газоконденсатной смеси аэромеханическими методами. Проводятся эксперименты для правильной настройки аппарата и создания прототипа для промышленного использования. В данной работе были проанализированы результаты экспериментов. Основной целью данных опытов была необходимость имитации движения потока газа в трубе в реальных условиях и возможность отделения льда из данной смеси (в реальных условиях – гидрата). Была проанализирована работоспособность разработанной установки опытным путем. Элементы льда из потока газа были удалены более чем на 98%, что показывает

эффективность работы установки во всех режимах. В настоящее время по результатам экспериментов проводятся дополнительные настройки аппарата для отделения 99,9 % примесей при минимальных и средних концентрациях льда. Также произойдет расчет теплообменника для достижения условия $\Delta t \rightarrow 0$ при восстановлении температуры теплоносителя. [4]

Литература

1. Волков П.В., Большунов А.В., Зятиков П.Н., Исследование и комплексное применение гидроаэромеханических методов для предотвращения гидрат образования при подготовке газа. Учебное пособие. Успехи современного естествознания, №9, 2017, 100 с.
2. Бухгалтер Э.Б. Метанол и его использование. Учебное пособие. – М.: Недра, 1986. – 240 с.;
3. Джон Кэрролл. Гидраты природного газа. Учебное пособие. – М.: ЗАО «Премиум Инжиниринг», 2007. – 316 с.
4. Мустафаев А.М., Гутман Б.М. Теория и конструкция гидроциклона. Учебное пособие. – М.: Недра, 1986. – 172 с.;

ОГРАНИЧЕНИЕ ВОДОПРИТОКА В ДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИНАХ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИМИ МЕТОДАМИ

Ф.А. Гасанов

Научный руководитель - доцент Ю.Н. Орлова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Ограничение притока воды в нефтяные скважины осуществляется путем проведения водоизоляционных работ. Основное их назначение – изоляция путей поступления воды в скважину с целью ограничения водопритоков, что приводит к снижению эксплуатационных затрат и увеличению добычи нефти.

Добываемую воду разделяют на 2 типа. К первому типу относят воду, которая поступает из нагнетательных скважин или из активных водоносных горизонтов, вносящих свой вклад в вытеснение нефти из пласта. Ко второму типу относят воду, поступающую в скважину и добываемую без нефти или с нефтью в объеме, не достаточном для покрытия расходов, связанных с ее утилизацией - т.е. объем воды превышает экономический предел, определяемый критическим ВНФ. Причины появления воды второго типа в каждой отдельной скважине могут быть разнообразны. В таблице представлены 8 базовых причин поступления лишней воды. Представленная здесь классификация типов проблем, связанных с водопритоками, упрощена, и на самом деле возможно большое число их комбинаций. [3]

Таблица

Основные типы проблемы избыточных водопритоков

Проблемы	Причины	Пути решения для скважин	
		Вертикальных	Горизонтальных
1	2	3	4
1. Негерметичность обсадной колонны, НКТ или пакера.	- старение фонда скважин; - технологические причины; - коррозия.	- применение изолирующих жидкостей и использование пробок, цементных мостов и пакеров; - применение пластырей.	
2. Заколонные перетоки.	- низкое качество цементного камня; - пустоты в заколонном пространстве.	- применение изолирующих тампонажных жидкостей.	
3. Движение водонефтяного контакта (ВНК).	- очень низкая вертикальная проницаемость.	- заглушка нижних отверстий перфорации с использованием механических систем.	- зарезка второго горизонтального ствола.

1	2	3	4
4.Обводненный пропласток без внутрипластовых перетоков.	- наличие высокопроницаемого пропластка, ограниченного сверху и снизу водоупорами.	- применения неупругих изолирующих жидкостей или механических изоляторов.	- данная проблема не затрагивает горизонтальные скважины, вскрывающий лишь один продуктивный пласт
5.Трещиноватость или разломы между нагнетательной и добывающей скважинами.	- наличие трещиноватых или трещиновато-пористых пластов, разветвленных систем трещин.	- закачка гелей; - водоизоляция (является наилучшим решением данной проблемы).	
6.Трещины или разломы, которые соединяют нефтяной и водяной пласты.	- наличие системы трещин, пересекающих водяной пласт.	- обработка трещин гелевыми составами (особенно успешна, когда по трещинам нет притока нефти); - закупорка трещин в прискважинной зоне (при наличии локализованной системы трещин).	
7.Конусо- или языкообразование.	- ВНК рядом с нижними отверстиями перфорации - высокая вертикальная проницаемость.	- закачка больших объемов слоя геля выше ВНК; - бурение горизонтальных стволов вблизи кровли.	- применение изоляции в прискважинной зоне на достаточные расстояния по стволу вниз и вверх.
8.Обводненный пропласток с внутрипластовыми перетоками.	- высокопроницаемые пропластки, не разобщенные непроницаемыми перемычками.	- закачка геля в тонкий обводненный пропласток достаточно глубоко; - бурение горизонтальных скважин.	- подобные проблемы не встречаются, если скважина расположена в одном пропластке.

Первые четыре из выше перечисленных проблем легко поддаются контролю в скважине или прискважинной зоне. Решением для пятой и шестой проблемы является закачка глубокопроникающих гелей. Остальные из таблицы проблемы требуют больших затрат и изменений в заканчивании скважин и технологии добычи.

Для эффективной борьбы с водопритоками используется закачка химических реагентов, способных фильтроваться в пористую среду и тампонировать пути поступления воды в скважину. Для проведения водоизоляционных работ в скважине применяется множество химических реагентов [2,4], но окончательный выбор зависит от причины обводнения и места, откуда поступает вода, а также от петрофизических особенностей продуктивного пласта.

Ожидаемые результаты исходя из выбора того или иного способа технологии обработки:

- закачиваемые материалы должны целиком заполнить каналы поступления воды;
- изолирующие материалы должны создать водоизолирующий барьер, который в дальнейшем обеспечит достаточное сопротивление без разрушения при действующей депрессии;
- при проведении водоизоляционных работ не будут снижены фильтрационные свойства нефтенасыщенной части пласта;

При этом применяемые химические материалы и растворы должны:

- быть химически инертными по отношению к горным породам и металлу труб;
- обладать низкой ценной и недефицитностью;
- гарантировать не только высокую эффективность водоизоляционных работ, но и безопасность рабочих при работе;
- соответствовать существующим экологическим требованиям;
- иметь вязкость, оптимальную для проникновения в низко-проницаемые породы;
- быть пригодными для использования в любое время года и простыми в применении.

Изучен тампонажный полимерный состав NGT-Chem-3 в ходе опытно-промышленных работ (ОПР) по ограничению водопритока (ОВП). Наилучшие реологические свойства показал состав NGT-Chem-3 с комплексным органическим сшивателем. Данный реагент представляет собой одноупаковочный материал, который не требует вмешательства каких-либо иных реагентов. Его растворение занимает порядка 30-40 минут при температуре 25°C. Время гелеобразования реагента в пластовых условиях регулируемое.

NGT-Chem-3 формирует прочные гели от «умеренно деформируемых» до «звонящих» и обладает высокой устойчивостью к температурной и механической деструкции [2]. При выдерживании NGT-Chem-3 в пластовой воде при 90°C гель остается прочным и однородным. Он не подвергается термодеструкции при температуре 80-90°C в течение 16 месяцев [1].

Правильное понимание причин избыточных водопритоков и выбор тампонажных материалов влечет эффективное решение возникающих проблем. Рациональный контроль за обводненностью добываемой продукции повышает рентабельность разработки месторождения, а также снижает расходы на переработку и утилизацию добываемой воды.

Литература

1. Адресный подход к решению вопросов ВПП, РИР и борьбы с осложнениями с помощью линейки реагентов NGT-Chem / Д.В. Каразеев, Е.И. Коптяева, В.А. Стрижнев (и др.) // Нефть. Газ. Новации. – 2015. – №6. – С. 38-44.

2. Совершенствование технологии РИР в сложных геолого-промысловых условиях / В.А. Стрижнев, Д.В. Каразеев и др. // Инженерная практика. – 2015. – №8. – С. 32-36.
3. Синцов И.А., Остапчук Д.А. Диагностика причин обводнения горизонтальных скважин//Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – Москва,2014. - №5. – С. 30-33.

СПОСОБЫ БОРЬБЫ С АСПО НА СОВЕТСКОМ НЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

Ф.А. Гасанов

Научный руководитель - доцент Л.В. Шишмина

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

На современном этапе развития нефтяной промышленности одной из приоритетных задач является проведение комплексных мероприятий по предупреждению и удалению асфальтеносмолопарафиновых отложений (АСПО), т.к. значительная часть добычи нефти обеспечивается включением в процесс разработки месторождений с тяжелыми, высоковязкими и высокозастывающими парафинистыми нефтями.

Образование АСПО в скважинах существенно усложняет разработку месторождений и приводит к отказу погружного оборудования. По этой причине вопросы выбора способов борьбы с АСПО являются актуальными [2].

Выпадение АСПО является одной из основных причин, приводящих к ухудшению фильтрационно-емкостных свойств горных пород, снижению дебита скважин, резкому увеличению обводненности, уменьшению охвата пласта заводнением. Осаждение АСПО происходит в НКТ, выкидных линиях, а также в промысловых трубопроводах систем нефтесбора.

Целью данной работы является анализ существующих методов борьбы с АСПО в добывающих скважинах пласта АВ₄ Советского нефтяного месторождения.

Выпадение парафина из нефти представляет собой сложный физико-химический процесс, на который влияет очень много факторов [1]. Результатом является снижение растворяющей способности нефти. Существует несколько точек зрения на механизм образования АСПО. Первая предполагает, что кристаллы парафина образуются в объеме движущейся нефти и постепенно оседают на поверхности металла и закрепляются на ней, образуя осадочный слой органических отложений [5]. По второму механизму – парафиновые кристаллы образуются непосредственно на металлической стенке скважины или трубопровода. Процесс кристаллизации парафина на поверхности идет за счет подпитки из нефтяного раствора [4].

Классификация нефти в зависимости от содержания парафинов:

- малопарафиновые – менее 1,5% масс.;
- парафиновые – от 1,5 до 6 % масс.;
- высокопарафиновые – более 6 % масс.

Выбор рациональных способов борьбы с АСПО и эффективность различных методов зависит от многих факторов. Например, от способа добычи нефти, термобарического режима эксплуатации скважин и пластов, состава и свойств добываемой продукции [6].

Основными методами борьбы с АСПО являются:

- тепловые (горячая нефть или вода в качестве теплоносителя, индукционные подогреватели);
- механические (скребки, скребки-центраторы);
- химические (ингибиторы отложений и растворители).

На Советском месторождении разрабатывается 18 эксплуатационных объектов. Практически весь отбор продукции осуществляется механизированным способом. Основная доля годовой добычи нефти приходится на скважины, оборудованные электроцентробежными насосами.

Нефть на данном месторождении является парафиновой. В таблице 1 приведены результаты анализа проб нефти из скважин X1, X2, X3 на содержание асфальтеносмолопарафиновых веществ (АСПВ).

Таблица 1

Содержание асфальтеносмолопарафиновых веществ в нефти

Скважина	Пласт	Содержание, % масс		
		Асфальтены	Смолы	Парафины
X1	AB4	1,74	6,5	1,9
X2	AB4	1,68	6,71	2,1
X3	AB4	1,32	7,34	2,6

Количество скважин на Советском нефтяном месторождении, осложненных парафиноотложением, увеличивается с каждым годом. С 2014 г. по 2017 г. количество скважин, оборудованных УЭЦН, подвергшихся парафинизации возросло на 55 единиц. Это приводит к понижению таких показателей как межремонтный период скважин и средняя наработка на отказ внутрискважинного оборудования.

Тепловой метод основан на способности плавления АСПО при температурах, превышающих точки их кристаллизации. В качестве агрегата для депарафинизации скважин на Советском месторождении используется АДМП 12/150, в качестве теплоносителя применяют горячую нефть. Для оценки эффективности тепловой