

3. Offshore Well Stimulation [электронный ресурс] – Электрон. Дан. URL: <http://www.scmdaleel.com/category/offshore-well-stimulation/150>, свободный. – Дата обращения: 23.12.2017 г.
4. Опыт применения гидроразрыва пласта за рубежом [электронный ресурс] - Электрон. Дан. URL: <http://oplib.ru/random/view/158365>, свободный. – Дата обращения: 20.12.2017 г.
5. Fishbone [электронный ресурс] - Электрон. Дан. URL: <https://neftegaz.ru/news/view/153464-Fishbone.-Messoyahaneftegaz-oproboval-novuyu-tehnologiyu-bureniya-gorizontalnyh-skvazhin-ne-trebuyuschuyu-gidrоразрыва-plastov>, свободный. – Дата обращения: 25.12.2017 г.
6. Дэвид Хилл, Эрик Ним. Бурение боковых стволов из существующих скважин дает новую жизнь старым месторождениям // Нефтегазовое образование - 1997г.- С.37.

АНАЛИЗ И ОСОБЕННОСТИ КЛАССИФИКАЦИИ МЕТОДОВ ОГРАНИЧЕНИЯ ВОДОПРИТОКОВ Ф.А. Гасанов

Научный руководитель – старший преподаватель Ю.А. Максимова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Ограничение притока воды в нефтяные скважины осуществляется путем проведения водоизоляционных работ [3,4]. Основное их назначение – изоляция путей поступления воды в скважину с целью снижения обводненности добываемой продукции. Основным способом проведения водоизоляционных работ в нефтяных скважинах является 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;
- материалы обязаны создать водоизолирующий барьер, который при последующей эксплуатации скважины 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.

При проведении водоизоляционных работ обработке могут подвергаться не только добывающие, но и нагнетательные скважины. Добывающие скважины, являясь основным объектом проведения водоизоляционных работ, предъявляют высокие требования к своей обработке. Необходимо не только обеспечить поступление водоизолирующего состава в зоне притока воды, но и исключить его негативное воздействие на нефтенасыщенную часть пласта.

Проведение водоизоляционных работ в нагнетательных скважинах необходимо при выявлении опережающего прорыва закачиваемой воды в добывающие скважины по наиболее проницаемым зонам пласта. В этом случае закачиваемая вода преимущественно фильтруется по таким зонам, практически не вытесняя нефть, что приводит к резкому увеличению обводненности добываемой продукции и снижению дебита по нефти. Основной целью водоизоляционных работ в нагнетательных скважинах является тампонирование наиболее промытых зон. Это приводит не только к ограничению водопритока в добывающие скважины, но и перераспределяет фильтрационные потоки внутри пласта, что способствует вытеснению нефти из ранее не дренируемых прослоев. Таким образом, обработка нагнетательных скважин водоизолирующими реагентами не только решает задачу ограничения водопритока, но и позволяет повышать нефтеотдачу пласта. Иногда такие технологии называют потокоотклоняющими или выравниванием профиля приемистости [2,4,5].

Используемые технологии сокращения притока вод в скважины в зависимости от характера воздействия закачиваемой водоизолирующей массы на проницаемость нефтенасыщенной части пласта, вскрытого перфорацией, делятся на селективные и неселективные [2,4].

Селективные методы изоляции – это методы, при которых используют материалы, закачиваемые во всю перфорированную часть пласта, смысл этого метода в том, что при цементировании скважины используется такой материал, который схватывается только при соприкосновении с водой. При этом образующийся осадок, гель или отверждающееся вещество увеличивает фильтрационное сопротивление только в водонасыщенной части пласта, а закупорки нефтяной части не происходит.

Селективный метод не может иметь абсолютной избирательностью. Чем выше степень снижения продуктивности притока пластовых вод, тем выше селективность метода. Наряду со снижением продуктивности обводнённых интервалов в результате изоляционных работ возможно и желательное повышение проницаемости нефтенасыщенных интервалов пласта.

Неселективные методы изоляции – это методы, использующие материалы, которые независимо от насыщенности среды нефтью, водой и газом образуют экран, не разрушающийся со временем в пластовых условиях. Поэтому применение подобных методов неизбежно требует проведение повторной перфорации и дальнейшего освоения скважины. Как правило, использование неселективных методов изоляции приводит к ухудшению условий поступления нефти в скважину. Однако в этом случае можно достигнуть избирательность воздействия на водо- и нефтенасыщенные части пласта путём применения специальных технологических приемов: использованием пакерных систем, закачкой буферных экранов, обработкой через специальные технологические отверстия в обсадной колонне. Основные требования при НСМИ – точное разграничение обрабатываемого обводненного промежутка и исключение снижения проницаемости продуктивной нефтенасыщенной зоны пласта.

Учитывая механизм образования водоизолирующих масс и физико-химических правил воздействия на вмещающую среду, условно можно выделить 5 групп химических реагентов, используемых для водоизоляции:

Таблица 1

Пять групп химических реагентов

Химические реагенты для водоизоляции	Отверждающиеся
	Гелеобразующие
	Осадкообразующие
	Гидрофобизаторы
	Пены и эмульсии

Отверждающиеся - химические реагенты, образующие после отвердевания прочную конденсационно-кристаллизационную пространственную структуру по всему объему материала, то есть растворимую в нефти и нерастворимую в водной среде, (органические – синтетические смолы различного типа, неорганические – цементы). Как правило, такие реагенты являются неселективными без применения специальных технических средств и технологических приёмов.

Гелеобразующие - химические реагенты неорганической и органической природы, приводящие к образованию пространственных гелеобразных систем с водой или неводной дисперсионной средой. Основные химические реагенты для образования гелевых структур приведены в табл. 2 [1].

Таблица 2

Гелеобразующие химические реагенты

Наименование	Химические реагенты
1. Полимеры акриловых кислот и их производных	Полиакриламиды и сополимеры акриламида Гипан
2. Мономерные соединения	Акриламид Стирол
3. Производные целлюлозы	Карбоксиметилцеллюлоза Оксиэтилированная целлюлоза Метилцеллюлоза Лигносульфат
4. Биополимеры	Ксантан Склероглюкан Эмульсан БП-92

Осадкообразующие - химические реагенты, использование которых в пластовых ситуациях приводит к выпадению нерастворимого осадка (твёрдого или гелеподобного вида) в водонасыщенных зонах. Образование осадка может происходить как при взаимодействии реагентов между собой, так и при контакте с водой и с растворёнными в ней солями [2].

Гидрофобизаторы - реагенты, применение которых основано на гидрофобизации поверхности пород призабойной зоны, что приводит к снижению ее водонасыщенности. В этом случае применяются ПАВ, азрированные жидкости и другие, химические гидрофобизирующие реагенты.

Пенные системы - системы, состоящие из жидкости и воздуха, образуемые при закачивании газов в жидкости или в результате взаимодействия химических реагентов. Закачивание пенных систем в поровое пространство позволяет перекрывать пути продвижения воды вследствие прилипания к поверхности водопроводящих каналов пузырьков газа и образования пленок из коллоидно-дисперсных соединений.

Эмульсии – системы, состоящие из углеводородной и водной фаз, стабилизированные эмульгатором. Применяются в основном для обработки нагнетательных скважин.

Данный подкомплекс химических реагентов достаточно условен, так как многие вещества могут образовывать разные типы водоизолирующих масс в зависимости от конкретных условий, к тому же, большинство из них используются сейчас не в чистом виде, а в составе разнообразных композиций.

Для ограничения водопритоков предлагалось использовать значительное количество химических реагентов, однако реальное применение на практике получили лишь некоторые.

Литература

1. Выбор технологии и тампонажных материалов при проведении ремонтно-изоляционных работ в скважинах / С.А. Рябоконе, С.В. Усов, В.А. Шумилов, Г.Р. Вагнер, В.Г. Уметбаев // Нефтяное хозяйство. – 1989. - №4. – С. 47-53.
2. Демахин А., Г Демахин С.А. Селективный методы изоляции водопритоков в нефтяные скважины. – Саратов: Изд-во ГОС УНЦ “Колледж”, 2003 г. – 167 с.
3. Клещенко И.И., Григорьев А.В., Телков А.П. Изоляционные работы при закачивании и эксплуатации нефтяных скважин. – М.: Недра, 1998. -267 с.
4. Салимов М.Х. Особенности водоизоляции скважин на поздней стадии разработки. Обзорная статья, 2002 г. [Электронный ресурс]/Материалы сайта <http://msalimov.narod.ru>.
5. Филин В.В. Потокотклоняющие технологии. Теория и практика. – М.: Изд-во “Спутник+”, 2009. – 124 с.

**ИССЛЕДОВАНИЕ ЗАВИСИМОСТИ ЭФФЕКТА ДЕТАНДИРОВАНИЯ ОТ СОСТАВА ГАЗА,
ДАВЛЕНИЯ И ТЕМПЕРАТУРЫ СЫРЬЯ**

А.Р. Гатиятов

Научный руководитель – доцент Л.В. Шишмина

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Низкотемпературная сепарация – одна из самых эффективных технологий подготовки природного газа. Сегодня широко обсуждается совершенствование данной технологии. Применение турбодетандерных агрегатов позволило повысить эффективность низкотемпературной сепарации, что увеличило извлекаемость ценных для химической технологии компонентов.

Одной из проблем Мыльджинского УКПГК, где используется турбодетандерная технология понижения температуры газа, является непостоянство состава сырья. Исходным сырьем установки является пластовый газ Мыльджинского газоконденсатного месторождения (МГКМ), пластовый газ Северо-Васюганского газоконденсатного месторождения (СВГКМ), попутный нефтяной газ Казанского нефтегазоконденсатного месторождения (КНГКМ) и попутный нефтяной газ Северо-Останинского нефтегазоконденсатного месторождения (СОНГКМ). Различный состав газа, преобладание какого-либо из сырья ведет к смене режима установки, что неблагоприятно сказывается на работу всей установки, которая включает в себя и установку деэтанзации и стабилизации конденсата (УДСК). Целью данной работы является анализ влияния состава газа, давления и температуры сырья на эффект детандирования.

В данной работе в программном комплексе Aspen HYSYS [1] были смоделированы процессы низкотемпературной сепарации с различным составом газа (рисунок 1). К ним относятся сырьё Мыльджинского УКПГ, газ Западно-Таркосалинского газового промысла (ЗПП) и газ Каспийского шельфа [2] (таблица).

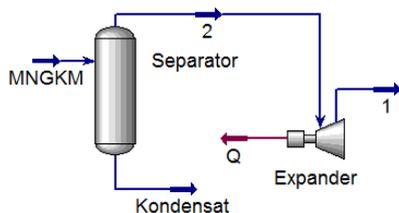


Рис. 1 Моделирующая схема процесса низкотемпературной сепарации газа

Таблица

Состав сырого газа, % об.

Промысел	C ₁	C ₂	C ₃	и-С ₄	н-С ₄	и-С ₅	н-С ₅	C ₆	C ₇	N ₂	CO ₂	He
1	97,78	0,65	0,26	0,07	0,07	0,03	0,03	0	0	1,07	0,04	0
2	85,16	7,15	2,64	0,43	0,72	0,42	0,40	0	0	2,87	0,18	0,03
3	88,54	2,98	2,03	0,58	0,73	0,31	0,28	0,34	0,55	2,96	0,70	0
4	80,51	5,10	5,70	1,87	2,14	0,58	0,47	0,23	0,06	2,48	0,85	0
5	81,56	5,02	3,93	1,18	1,29	0,54	0,42	0,49	1,39	3,49	0,69	0
6	78,71	6,94	5,73	1,50	2,09	0,53	0,45	0,13	0,01	1,30	2,61	0

В данной работе были проведены исследования эффекта детандирования в зависимости от состава газа в выбранном диапазоне давлений и температур (рисунки 2, 3). Под эффектом детандирования понимается изменение температуры газа на единицу изменения давления и измеряется в °С/МПа. Наиболее сильный эффект детандирования наблюдается у более сухого газа Западно-Таркосалинского месторождения. Затем наблюдается аналогичность для газоконденсатных месторождений (Мыльджинское и Северо-Васюганское). Наиболее низкий эффект детандирования у попутного нефтяного газа (Казанское и Северо-Останинское месторождения). Прослеживается зависимость, что более сухой газ имеет больший эффект детандирования. Затем, средний эффект наблюдается для газа газоконденсатных месторождений и низкий у попутного нефтяного газа. Для выбранных