

3. Геологические основы разработки нефтяных и газовых месторождений: учебное пособие / Пулькина Н.Э., Зими́на С.В.; Национальный исследовательский Томский политехнический университет. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2011. – 203 с.
4. Ибрагимов Н.Г., Исмагилов Ф.З. и др. Применение водонабухающих пакеров для изоляции трещиноватых участков горизонтальных стволов скважин залежей 302 – 303 // Нефтяное хозяйство. – 2015. – № 7. – С. 48 – 50.

АНАЛИЗ ТЕХНОЛОГИЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ ГАЗОВЫХ СКВАЖИН С УЧЕТОМ ЭФФЕКТА САМОЗАДАВЛИВАНИЯ

А.О. Федоров

Научный руководитель ассистент П.С. Дозморов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Скопление жидкости в газовой скважине происходит при неспособности добываемого газа выносить её из ствола, что приводит к так называемому самозадавливанию, то есть снижению добычи вплоть до полной остановки. Проблема особенно актуальна для газовых месторождений западной, введенных в разработку ещё в прошлом столетии и сейчас находящихся на завершающем этапе. Так на уникальном по запасам газа Медвежем месторождении за период с 2004г. по первое полугодие 2010г. количество самозадавливающихся скважин увеличилось с 81 до 116 единиц [2].

В данной статье проанализированы актуальные методы борьбы с самозадавливанием скважин и даны рекомендации по их применению.

Автором статьи [2] выявлено, что следствием обводнения призабойной зоны пласта как пластовыми, так и конденсационными водами являются размыв порового цемента, вынос пластового песка и образование отдельных каналов повышенной проводимости. При этом на забое происходит образование песчаных пробок, которые находятся в псевдооживленном состоянии. Постепенно накапливаясь, песчано-жидкостная пробка перекрывает интервал перфорации, что существенно влияет на снижение дебита скважины. Методы эксплуатации самозадавливающихся газовых скважин представлены на рисунке.

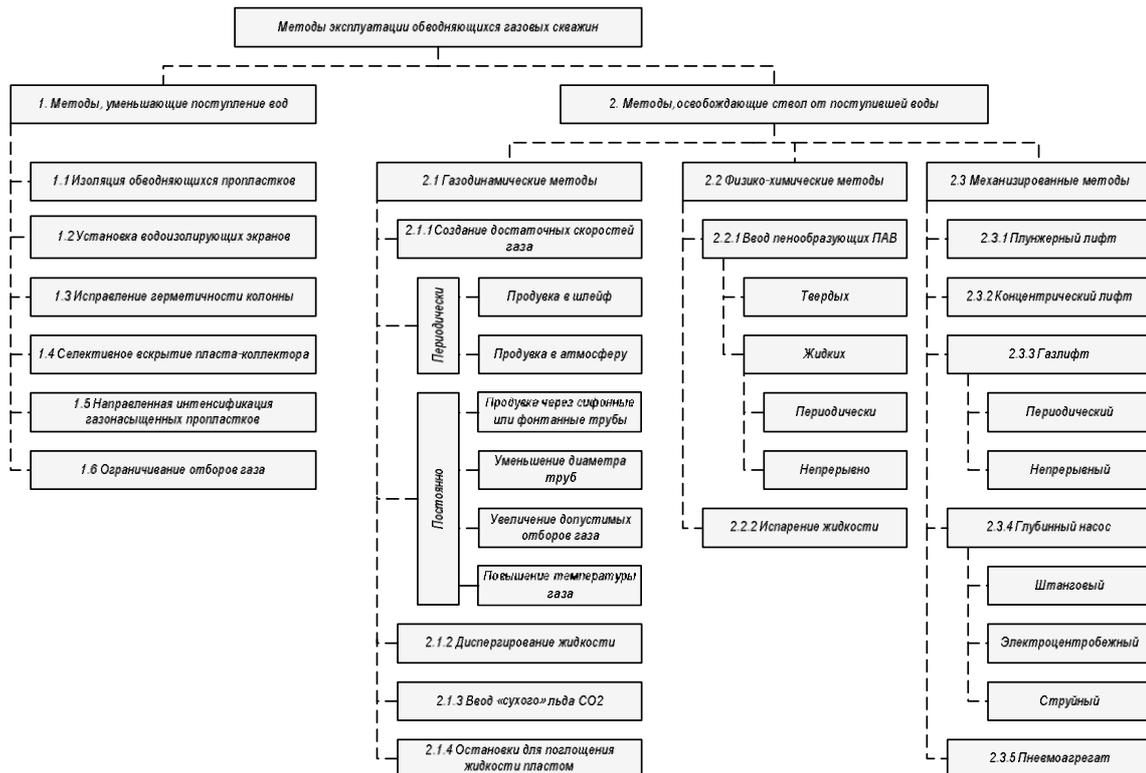


Рис. Методы эксплуатации самозадавливающихся газовых скважин

Рассмотрим основные геолого-технические мероприятия по поддержанию работы самозадавливающихся скважин, а также их преимущества и недостатки.

1. Капитальный ремонт скважин, включающий крепление призабойной зоны пласта и ограничение водопритока. Метод является эффективным при поступлении пластовой воды, но не предотвращает образования конденсационной воды на стенках скважины. Возможно создание дополнительных фильтрационных сопротивлений в результате неизбежного проведения изоляционных работ. В зависимости от технологии ограничения водопритока и состава применяемых растворов эффект длится от 5 до 24 месяцев.

2. Периодическая продувка ствола скважины с выпуском газа в атмосферу. Продувка ствола скважин - наиболее простой способ с точки зрения используемой техники, оборудования и материалов мероприятием. Продувка обладает массой недостатков, такими как кратковременное увеличение депрессии на пласт, безвозвратные потери газа в атмосфере, вред окружающей среде, длительность эффекта 7 – 14 дней.

3. Обработка забоя скважин твёрдыми и жидкими поверхностно-активными веществами. Одним из путей повышения производительности скважин является использование твердых и жидких поверхностно-активных веществ, позволяющих обеспечить вынос пластовой и конденсационной воды с забоев [1]. Поверхностно-активное вещество спускают на забой скважины. Свойства поверхности раздела жидкость-газ изменяются, вследствие чего образуется пена, которая удаляется из скважины потоком газа. Метод прост и не требует установки дорогостоящего оборудования, к недостаткам можно отнести: низкую пенообразующую способность при высокоминерализованной воде, возможность образования стойких эмульсий, длительность эффекта 105 дней для жидких составов и 10 дней для твердых.

4. Замена насосно-компрессорных труб на трубы меньшего диаметра. Новое оборудование позволит эксплуатировать скважину, превышая критическую скорость газа. Недостатками являются: дорогостоящее оборудование; большее сопротивление на трение вследствие меньшего диаметра труб; ухудшение фильтрационных свойств призабойной зоны скважины вследствие ее глушения [3].

5. Установка плунжера в лифтовой колонне (плунжерный лифт). Для извлечения жидкости из скважины устанавливается в имеющиеся насосно-компрессорные трубы летающий клапан. Открытый клапан спускается вниз и закрывается при ударе о нижний ограничитель; под клапаном растёт давление до тех пор, пока он вместе с жидкостью не начнет подниматься; вода вместе с газом уходит в сборный коллектор; клапан, ударяясь о верхний ограничитель, открывается и цикл повторяется. Ресурс плунжера до 8 месяцев. К преимуществам можно отнести: низкую стоимость оборудования; быструю установку без глушения скважины. Технология обладает рядом недостатков: невозможностью применения в скважинах с сужением, овальностью, несоосностью элементов подъемника; частое обслуживание по сравнению с другими скважинами; заклинивание плунжера зимой, из-за обледенения стенки скважины.

6. Применение концентрических лифтовых колонн. Технология эксплуатации скважин по концентрическим лифтовым колоннам заключается в том, что в имеющуюся основную лифтовую колонну спускается центральная лифтовая колонна меньшего диаметра, по которой обеспечивается необходимый дебит для выноса жидкости с забоя, в то время как по межколонному пространству газ движется со скоростью ниже критической. Потоки газа соединяются в газосборном коллекторе. В центральной лифтовой колонне автоматически поддерживается дебит, превышающий на 10 – 20 % необходимый для выноса жидкости с забоя. Управление технологическими параметрами работы скважины по обоим каналам осуществляется с помощью автоматизированного комплекса. Недостатками метода являются: дорогостоящее новое оборудование, незначительное увеличение сопротивления трения. К преимуществам новой технологии можно отнести: возможность установки центральной лифтовой колонны без глушения скважины; прекращение продувок скважин в атмосферу; увеличение и стабилизация дебита за счет постоянного выноса жидкости и тем самым предотвращения образования водяных пробок на забое скважины; возможность производить добычу по внутренней лифтовой колонне до конца эксплуатации месторождения без смены оборудования скважин.

Как показал предшествующий опыт мониторинга исследований и ремонта газоконденсатных скважин Ямбургского, Медвежьего и Уренгойского месторождений, низкая эффективность проведенных геолого-технических мероприятий оказывается, в конечном счете, сильно зависимой от качества диагностики источников водопритока геофизическими методами, и цена ошибок этой диагностики на поздней стадии разработки постоянно растет [4].

Анализируя преимущества и недостатки вышеперечисленных методов эксплуатации самозадавливающихся скважин, можно рекомендовать каждый из них к применению в особых условиях. Так при активном проявлении пластовых вод реальным решением проблемы будет только крепление призабойной зоны с ограничением водопритока, остальные методы несут только временный характер. При образовании конденсационной воды в порядке увеличения планируемого срока эксплуатации будут эффективны: применение поверхностно-активных веществ, плунжерного лифта, замены насосно-компрессорных труб на трубы меньшего диаметра или применение концентрических лифтовых колонн. Причем установка концентрических лифтовых колонн имеет серьезное преимущество над установкой насосно-компрессорных труб меньшего диаметра, так как не требует глушения скважины, что играет большую роль в условиях завершающей стадии разработки и при низких пластовых давлениях. Так же с использованием концентрических лифтовых колонн могут быть решены вопросы эффективного удаления песчаных пробок из скважин, оборудованных пакерами, так как длинномерная лифтовая колонна может быть спущена на требуемую глубину ниже пакера в зону перфорации. В процессе эксплуатации скважин с использованием длинномерных лифтовых колонн возможно будет изменять глубину ее спуска, производить замену труб трубами необходимого диаметра (49 или 62 мм), проводить эксплуатацию по концентрическим лифтовым колоннам до последнего дня работы, вывода из эксплуатации и полной ликвидации скважины.

Литература

1. Козинцев А.Н. Опыт использования поверхностно-активных веществ на Медвежьем месторождении/Козинцев А.Н., Лапердин А.Н., Величкин А.В. Ермилов О.М.//Наука и техника в газовой промышленности. – 2013. – №3. – С. 35 – 38.

2. Кустышев А.В. Проблемы и пути повышения эффективности эксплуатации газовых скважин на завершающей стадии разработки/А.В. Кустышев, А.С. Епрынцева//Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2011. – №9. – С. 59 – 64.
3. Минликаев В.З. Новый этап совершенствования технологий эксплуатации скважин сеноманских залежей/В.З. Минликаев, Д.В. Дикамов, А.Ю. Корякин, В.Ф. Гузов, М.А. Донченко, В.И. Шулятиков//Газовая промышленность. – 2014. – №3. – С. 85 – 88.
4. Мормышев В.В. Особенности диагностики источников обводнения газоконденсатных скважин Уренгойского НГКМ при планировании геолого-технических мероприятий/В.В. Мормышев, А.Н. Нестеренко, Т.Н. Кораблева, Р.Ф. Шаррафудинов//Газовая промышленность. – 2014. – №7. – С. 27 – 32.

**КАТАЛИТИЧЕСКАЯ ИНТЕНСИФИКАЦИЯ ВНУТРИПЛАСТОВОЙ КОНВЕРСИИ
ВЫСОКОВЯЗКОЙ НЕФТИ ПРИ ПАРОТЕПЛОВЫХ МЕТОДАХ ДОБЫЧИ**

Д.А. Феоктистов, М.С. Петровнина, А.В. Вахин, Д.Р. Исаков, Г.П. Каюкова

Научный руководитель профессор Г.П. Каюкова

Казанский (Приволжский) федеральный университет, г. Казань, Россия

В обозримом будущем углеводороды останутся главным источником энергии. В настоящее время растет интерес к разработке запасов неконвенциональных углеводородных ресурсов: сланцевой нефти и газа, тяжелых нефтей и природных битумов, мировые запасы которых сопоставимы с традиционными. Стабильная добыча углеводородов в значительной мере будет обеспечиваться за счет таких ресурсов. Актуальны исследования, направленные на совершенствование технологий добычи, в частности паротепловых методов – наиболее широко применяемых в настоящее время.

Основным препятствием при добыче тяжелых нефтей является их высокая вязкость, обусловленная значительным содержанием смолисто-асфальтеновых веществ [1]. При паротепловой обработке пласта создаются условия для аквагермолиза – разложения высокомолекулярных компонентов нефти с образованием газов, а также с изменением её элементного, группового и фракционного составов [3, 5, 6]. Паротепловое воздействие приводит к деструкции наименее устойчивых связей углерод-гетероатом с отрывом периферийных фрагментов от смолисто-асфальтеновых веществ и образованием углеводородов, гетероатомных соединений, бензолных смол [10-11]. Известны работы, описывающие использование водорастворимых или наноразмерных катализаторов, вводимых в пласт [2, 7, 8, 12]. Применение катализатора, активная форма которого формируется *in situ*, позволяет достигнуть снижения содержания асфальто-смолистых веществ, что обеспечивает необратимое снижение вязкости добываемой нефти, облегчает дальнейшую транспортировку и переработку.

По глубине превращения высокомолекулярных компонентов нефтяного флюида в сравнительно мягких термобарических условиях аквагермолиза демонстрируют каталитические системы на базе наноразмерных частиц. Паровой риформинг нефти и нефтяного газа является проверенным способом получения водорода. Известно, что из нефти водород образуется в присутствии воды и металлоксидных катализаторов при высокой температуре [13].

В работе в качестве объекта исследования использована битуминозная нефть (согласно ГОСТ 51858–2002) Ашальчинского месторождения (Республика Татарстан) [4]. Молекулярный прекурсор синтезирован с использованием в качестве лигантообразователя дистиллированного таллового масла. Процесс аквагермолиза проводили с применением реактора высокого давления (Parr Instrument, США) в условиях, близких к пластовым для данного месторождения при паротепловой обработке, а именно начальное давление 3 бар, температура 250°C. Продолжительность процесса 6 часов, концентрация прекурсора катализатора и/или донора протонов – 1 мас.% из расчета на навеску нефти. После процесса гидротермального воздействия исследуемую нефть отделяли от воды суточным отстаиванием с последующим разделением на лабораторной центрифуге Eppendorf 5810 при 3000 об/мин в течение 1 часа. Содержание воды определяли по ГОСТ 2477-65, значения которой составила для всех образцов нефтей менее 0,6%. Определялась динамическая вязкость (вискозиметр FUNGILAB Alpha L), групповой состав [9]. В результате термокаталитического воздействия меняется компонентный состав (табл.). Повышается содержание парафинонафтеновых углеводородов, главным образом за счет снижения содержания смолисто-асфальтеновых веществ.

Таблица

**Компонентный состав нефти исходной и подвергнутой испытаниям
в присутствии различных агентов**

Объекты	Выход фр. н.к.-110°C, %	Групповой состав (SARA), %			
		Насыщенные углеводороды Saturate	Ароматические соединения Aromatics	Смолы Resins	Асфальтены Asphaltenes
<i>Исходная нефть</i>	3,10	25,61	37,82	28,10	5,37
<i>Продукты некаталитического и каталитического аквагермолиза Ашальчинской нефти</i>					
Нефть + протон-донор	3,70	25,71	37,52	27,82	5,25
Нефть + прекурсор катализатора	3,12	25,03	38,07	28,67	5,11
Нефть + протон-донор+ прекурсор катализатора	3,82	26,80	38,62	25,95	4,81