**ПРЕИМУЩЕСТВА И НЕДОСТАТКИ ТЕХНОЛОГИИ ГАЗОВЫХ МЕТОДОВ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ**

*Десятников Э.С.*

*Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень*

По результатам анализа практического, экспериментального и аналитического изучения газовых методов воздействия на нефтяные залежи, были сформулированы недостатки данных технологий.

При промышленном внедрении газовых и водогазовых методов возникает ряд осложнений. В качестве основных можно отметить следующие:

- гидратообразование;

- прорыв газа в добывающие скважин;

- снижение приемистости нагнетательных скважин при переходе от одного вытесняющего агента к другому.

Гидратообразование.

При водогазовом воздействии образование гидратов возможно в системах поставки и закачки газа, в призабойной зоне нагнетательных скважин в случае совместной или переменной закачке агентов с низкой температурой в системах сбора и транспорта добываемой продукции.

К основным методам предупреждения образования гидратов относят подогрев газа, снижение давления и использование ингибиторов гидратообразования.

Прорыв газа в добывающие скважины.

Одним из наиболее распространенных осложнений при реализации газовых и водогазовых методов является прорыв закачиваемого газа в добывающие скважины.

Опыт внедрения водогазового воздействия на месторождении Alpine (США, Аляска) показал, что основными методами борьбы с преждевременным прорывом газа в добывающих скважинах являются:

- частое чередование малых размеров оторочки газа при чередующейся закачке;

- применение газлифтного способа эксплуатации добывающих скважин.

Следует иметь в виду, что водогазовое воздействие на продуктивные пласты сопровождается значительным повышением газового фактора добываемой продукции. Как следствие, насосное оборудование должно быть оснащено сепараторами, установленными на приеме насоса.

Отрицательным моментом внедрения газлифтной добычи, очевидно, является их невысокая производительность, что при переходе от механизированной добычи может привести к падению добычи.

Снижение приемистости нагнетательных скважин при переходе от одного вытесняющего агента к другому.

Лабораторные эксперименты свидетельствуют о том, что в заводненном пласте при переходе на газ давление закачки может увеличиться в 2,7 раза. При переходе на закачку воды в газонасыщенный пласт давление может возрасти в 5,4 раза. Как следствие, при реализации метода водогазового воздействия возможно кратное снижение приемистости нагнетательной скважины при переходе от одного закачиваемого агента к другому. В то же время, промысловый эксперимент показывает, что попеременная закачка газа и воды технически осуществима. При попеременной закачке газа и воды приемистость скважин по каждому агенту снижалась на 20-30% при постоянном давлении нагнетания, равном 15 МПа при закачке газа и 10-11 МПа при закачке воды.

Ввиду возможного снижения приемистости скважины компрессорное оборудование необходимо выбирать с запасом по давлению газа на выходе, с целью продавливания его в пласт в начальный момент закачки, когда ввиду заводнения фазовая проницаемость по газу будет снижена.

В процессе разработки нефтяных месторождений, как известно, неизбежно возникают проблемы и трудности различного характера. Процесс ЧЗВГ, как правило, технически более сложен по сравнению с закачкой только воды или только газа вследствие необходимости частых переходов от нагнетания воды к нагнетанию газа. О возникающих проблемах в публикациях сообщается сравнительно редко, однако они для большинства рассматриваемых месторождений примерно одинаковы [1]:

Ранний прорыв в добывающие скважины закачиваемого газа

Эта проблема может возникать вследствие недостаточной изученности коллекторских свойств пласта. Известны случаи раннего прорыва газа в добывающие скважины в результате образования газовых языков или перемещения газа по верхней части коллектора нефти. Решение таких проблем технически сложно и в некоторых случаях скважины приходится останавливать раньше проектного срока завершения их эксплуатации. Для морских месторождений эта проблема особенно важна из-за существенных ограничений в количестве скважин, используемых в проектах. В проектах смешивающегося вытеснения нефти газом это ведёт к потерям давления, нарушениям условий смешиваемости, что в итоге отрицательно отражается на нефтеотдаче. Такие проблемы имели место на месторождениях Северного моря и Кэролайн в Канаде.

Ухудшение приёмистости нагнетательных скважин

Результатом ухудшения приёмистости нагнетательных скважин является уменьшение объемов закачки газа и воды в пласт и, как следствие, быстрое падение пластового давления, которое в свою очередь отрицательно влияет на процесс вытеснения и добычу нефти. Причиной изменения приёмистости могут быть снижение проницаемости пласта в процессе движения трёхфазного потока, нагрев ствола скважины, отложения асфальтенов и гидратообразование в прискважинной зоне. Снижение приёмистости скважин наблюдалось на месторождениях Джей-Литл-Эскамбия (США), Ист-Вакьюм (США), Экофиск (Сев. море). Однако имели место и обратные явления – увеличение приемистости. На североморском месторождении Брейдж, например, наблюдалась более высокая приемистость по газу по сравнению с водой. Необычное повышение приемистости наблюдалось на месторождении Келли- Снайдер вследствие размыва карбонатных пород коллектора.

Коррозия

Коррозия оборудования – проблема, с которой приходится сталкиваться почти во всех проектах ЧЗВГ. Чаще всего эта проблема возникает в случаях, когда на месторождениях предпринимаются проекты ЧЗВГ, используя промысловое нагнетательное и эксплуатационное оборудование, ранее не предусматривавшееся для осуществления таких специфических процессов.

Как показали, например, результаты изучения проблем коррозии на шести месторождениях, где осуществлялись проекты ЧЗВГ, эти проблемы в основном затрагивают нагнетательное промысловое оборудование. В двух из рассмотренных случаев была отмечена проблема коррозии погружных центробежных насосов (месторождения Вертц-Тенслип и Пурди-Спрингер), которая была успешно решена благодаря использованию более высококачественных и ферритных сталей, эффективных антикоррозионных покрытий труб и оборудования. На месторождении Лик-Крик имели место проблемы коррозии после прорыва газа (СО2) в скважины. Во всех отмеченных случаях проблемы коррозии оборудования были связаны с использованием СО2. В общем, проблемы коррозии при осуществлении процессов ЧЗВГ решаются путём подбора соответствующих марок сталей, технологии изготовления оборудования, антикоррозионных покрытий труб.

Образование твердых осадков

Эта проблема возникает, в основном, при закачке в пласт СО2. Часто из-за отложений твердых осадков в колоннах труб могут создаваться повышенные напряжения, обусловливающие аварийные ситуации (такой случай, например, отмечался на месторождении Ист-Вакьюм). При закачке СО2 часто используются обсадные трубы со специальным антикоррозионным покрытием, которые, однако, подвержены воздействию образующихся твердых осадков, нарушающих их антикоррозионную защиту. В отдельных случаях приходилось скважины останавливать для проведения их химических обработок и замены повреждённого оборудования.

Отложения асфальтенов и гидратообразование

Эти проблемы могут в существенной мере неблагоприятно отражаться на процессах добычи нефти. Проблемы отложений асфальтенов, в частности, отмечались на месторождениях Ист-Вакьюм, Тенслип, Митсью. Для их решения применяли периодическую закачку в скважины растворителей. В некоторых случаях скважины приходилось останавливать для проведения их очистки, что, однако, не оказало существенного влияния на экономические показатели добычи нефти.

Проблему гидратообразования в основном решают путём обработки скважин раствором метанола. Гидратообразование в первую очередь обусловлено влиянием низких температур окружающей среды (например, на месторождении Уоссон-Денвер).

Температурные колебания в колоннах труб нагнетательных скважин

Разность температур нагнетаемых в скважины водной и газовой фаз – обычное явление при осуществлении процесса ЧЗВГ. Однако известны случаи (месторождения Рэнджли-Вебер и Брейдж)) отказов насосно-компрессорных колонн в скважинах под действием напряжений, создаваемых закачкой газа при высокой температуре (тепловое расширение). Использование в нагнетательных скважинах насосно-компрессорных колонн модифицированных конструкций, обеспечивающих компенсацию эффекта теплового расширения, позволило положительно решить эту проблему.

В итоге, среди рассмотренных 59 месторождений, на которых предпринимались проекты ЧЗВГ [1], проблемы и трудности в осуществлении этих процессов отмечались на 25 месторождениях. Возникавшие проблемы технологического характера составили 24,2%, механического - 57,6%, организационного порядка - 18,2%.

Из 19 месторождений, на которых имели место механические проблемы, 52,6% были обусловлены коррозией оборудования и 31,6% - отложениями асфальтенов, солей и гидратообразованием. На 16 из 19 месторождений осуществляли ЧЗВГ с закачкой СО2, а, как известно, основной причиной возникновения механических проблем является отрицательное воздействие этого газа на оборудование и скважины.

На 8 месторождениях имели место технологические проблемы, из которых 37,5% было связаны с ухудшением приёмистости нагнетательных скважин, 37,5% с ранними прорывами газа. Отчасти эти проблемы, возможно, возникали из-за недостаточной подготовленности персонала к осуществлению ЧЗВГ.

Библиографический список

1. Боксерман А.А. Востребованность современных методов увеличения нефтеотдачи – обязательное условие преодоления падения нефтедобычи в стране // Нефтяное хозяйство, 2014, №10, с.34-38.