

УДК 62

ОПТИМИЗАЦИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО РЕЖИМА РАБОТЫ ГАЗОВЫХ СКВАЖИН НА СТАДИИ ПАДАЮЩЕЙ ДОБЫЧИ МЕСТОРОЖДЕНИЯМ.В. Шендерук¹, А.С., Щербаченя², А.В. Волков³*Аннотация*

Статья посвящена проблеме оптимизация технологического режима работы газовых скважин на стадии падающей добычи месторождения. Авторы уделяют внимание таким проблемам, как росту обводненности добываемой продукции, резкому падению пластового давления, разрушению призабойной зоны, образованию песчано-жидкостных пробок, а также деформации пористой среды и абразивный износ скважинного оборудования.

Ключевые слова: скважина, месторождения, добыча.

В настоящее время, почти все крупнейшие газовые месторождения в Западной Сибири достигли стадии падающей добычи. Для этого этапа характерны интенсивный рост обводненности добываемой продукции, резкое падение пластового давления, разрушение призабойной зоны, образование песчано-жидкостных пробок, а также деформация пористой среды и абразивный износ скважинного оборудования.

Чтобы предотвратить все эти проблемы нужно придерживаться оптимальных технологических режимов для эксплуатационных скважин, которые позволят в текущих геолого-промысловых условиях залежи обеспечить устойчивую работу с максимальным дебитом.

При проектировании залежи, чтобы обосновать оптимальный технологический режим, необходимо учесть множество факторов, которые влияют на стабильную эксплуатацию скважины. Приняв все особенности работы скважин на стадии падающей добычи, для обоснования оптимального технологического режима нужно выделить следующие критерии:

- скорость газожидкостного потока в насосно-компрессорных трубах (НКТ) не менее 5 м/с [1];
- скорость потока газа по внутривнепромысловый системе сбора газа не более 20 м/с [2]
- депрессия на пласт не более 0,45 МПа;
- скорость потока газа на устье и в обвязке скважин не более 20 м/с.

Учитывая вышеперечисленные критерии, при расчете прогнозных технических показателей, мы обеспечиваем технологический режим, при котором, будет достигнута стабильная работа эксплуатационных скважин для стадий падающей добычи.

Но в настоящее время при прогнозном расчете технологических показателей в гидродинамических симуляторах, не учитываются скоростные ограничения по НКТ, газосборной сети, обвязке и устью.

Для расчета прогнозных технологических показателей на геологотехнологической модели с учетом ограничений по скважинам не только по депрессии, но

¹Шендерук Максим Владимирович – магистрант, Тюменский индустриальный университет, Россия.

²Щербаченя Андрей Сергеевич – магистрант, Тюменский индустриальный университет, Россия.

³Волков Александр Витальевич – магистрант, Тюменский индустриальный университет, Россия.

и скорости потока газа, разработан алгоритм оптимизации технологических режимов работы газовых скважин на этапе падающей добычи. Суть этого алгоритма заключается в расчете показателей максимального и минимального дебита по скважинам фонда эксплуатации на каждый временной шаг и при этом нужно учесть предельно допустимую депрессию и скоростные ограничения в НКТ, обвязке скважин, устье и системе сбора.

Чтобы реализовать этот подход, в гидродинамическом симуляторе, нужно задать значения дебитов в управляющий файл на каждый временной шаг. Предельные дебиты рассчитываются в гидродинамическом симуляторе путем создания пользовательских векторов, которые используются при управлении добывающими скважинами как аргументы.

В результате при расчете прогнозных технологических показателей с использованием геолого-технологической модели на каждый временной шаг по всему эксплуатационному фонду скважин устанавливаются допустимые границы значений рабочих дебитов. По предложенному алгоритму для сеноманских газовых залежей выполнены расчеты прогнозных технологических показателей. Эти расчеты позволили установить оптимальные уровни отбора газа с учетом допустимой депрессии и скоростных ограничений как в НКТ, устье, обвязке скважин, так и по внутривнепромысловый системе сбора газа.

Список литературы

1. Мирзаджанзаде, А. Х. Основы технологии добычи газа / А. Х. Мирзаджанзаде, О. Л. Кузнецов, К. С. Басниев, З. С. Алиев. – М. : Недра, 2003. – 880 с.
2. СТО Газпром НТП 1.8-001-2004. Нормы технологического проектирования объектов газодобывающих предприятий и станций подземного хранения газа. – М., 2004. – 163 с.

© Шендерук М.В., Щербаченя А.С., Волков А.В., 2019.
