

Подводя итоги можно сделать выводы, что второй и третий подходы к моделированию ГРП являются наиболее корректными для моделирования процедуры ГРП. Первый же подход ограничен, и по сути, трещина ГРП моделируется одним скин-фактором, без учета параметров трещин гидроразрыва. Отдельно можно отметить привлекательность подхода с виртуальными перфорациями, за счет применимости данного подхода в любом гидродинамическом симуляторе. Тогда как при моделировании трещин в ПО «Navigator», мы можем использовать данный подход только в данном симуляторе, т.к. используются оригинальные ключевые слова.

#### Литература

1. Каневская Р.Д. Математическое моделирование разработки месторождений нефти и газа с применением гидравлического разрыва пласта. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 1999. – 212 с.
2. Справочное руководство ECLIPSE. 2005. – 2207 с.

### КОМПЛЕКС ТЕХНИЧЕСКИХ СРЕДСТВ СИСТЕМЫ УПРАВЛЕНИЯ ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНЫМ МЕСТОРОЖДЕНИЕМ

**Д.С. Щеголихин**

Научный руководитель инженер-исследователь Д.О. Глушков

*Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия*

В России последние десять лет наблюдалось повышение доли начальных трудноизвлекаемых запасов, а также снижение коэффициента нефтеотдачи, рост которого начался совсем недавно.

Новые технологии позволят России дополнительно получать 28-30 миллиардов долларов в год. К сожалению, в России процессы внедрения таких технологий идут медленно, в то время, как США используя новейшие технологические разработки ежегодно дополнительно получает более 30 миллиардов долларов.

По мнению экспертов, к 2020 г. при благоприятных экономических условиях извлекаемые запасы в России при внедрении новейших технологий могут быть увеличены до 4 миллиардов тонн при годовой дополнительной добыче в 40-60 миллионов тонн [3].

Интеллектуальное нефтегазовое месторождение – система автоматического (автоматизированного) управления операциями по добыче нефти и газа, предусматривающая непрерывную в реальном масштабе времени оптимизацию интегральной модели месторождения и модели управления добычей, гарантирующей оптимальное управление на всех уровнях при контроле целей предприятия.

Основными условиями существования интеллектуального месторождения является: формализованность информационной модели месторождения, наличие аппарата управления, точные интерфейсы обратной связи, интерфейсы для оптимизации процессов, моделей и критериев [2].

В рамках концепции «интеллектуальное месторождение» можно получить информационные технологии, которые позволяют:

1) Оптимизировать производительность оборудования и продуктивность скважин за счет анализа данных телеметрии, замеров давлений и дебитов на «спутниках», акустического шума, температур, данных типовых и специальных гидродинамических и геофизических исследований, актов испытаний, результатов освоения скважин после ремонтов, данных о проведенных и проводимых геолого-технических мероприятиях и сопутствующих простоях, описания событий в наземных трубопроводных системах, результатов диагностики оборудования и других данных;

2) Оптимизировать режим работы комплексной иерархической системы «пласты-скважины-коллектор» по критериям экономической эффективности - увеличение количества нефти, получаемой из конкретного месторождения и снижение затрат в том числе на освоение новых месторождений в удаленных районах;

3) Централизованно управлять большим количеством скважин с помощью систем дистанционного мониторинга;

4) Планировать в упреждающем режиме профилактическое обслуживание оборудования, точно и быстро принимать решения, в том числе в реальном времени;

5) На основе прошлых данных сроки истощения скважин, а данные старых скважин с богатой историей добычи использовать для прогнозирования поведения новых скважин

6) Решать задачи связанные с оптимизацией тех или иных процессов нефтедобычи [2].

Целью автоматизации технологических и производственных процессов в нефтегазовой отрасли является более полное использование потенциальных возможностей, заложенных в технологии и управление, и, прежде всего:

1) Наиболее полное извлечение нефти и газа из продуктивных пластов и доставку их потребителю с установленными технико-экономическими показателями;

2) Повышение производительности нефтехимического оборудования;

3) Сокращение потерь всехвидов ресурсов;

4) Сокращение обслуживающего персонала;

5) Улучшение качества подготовки нефти, газа, воды;

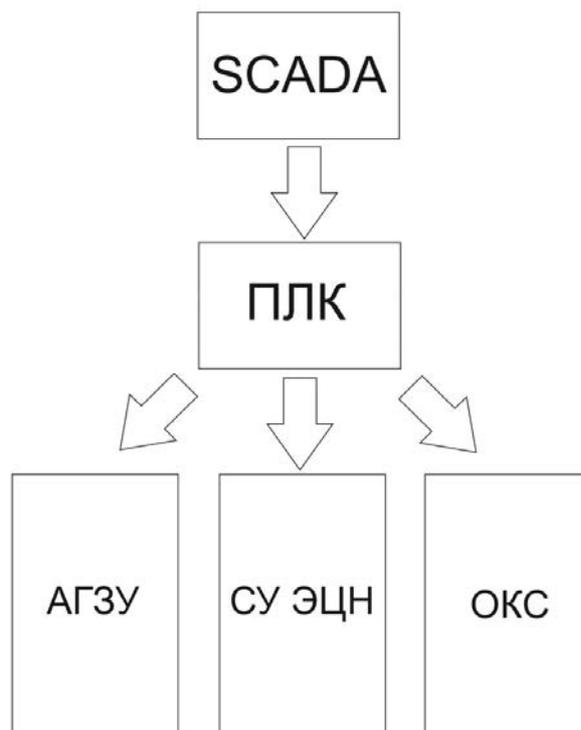
6) Транспортирование нефти и газа без потерь. [1]

Основными показателями, определяющими экономическую целесообразность затрат на разработку, внедрение и эксплуатацию средств и систем автоматизации являются годовой экономический эффект, прирост прибыли, срок окупаемости капитальных вложений.

Ввиду сложности и нечеткой определенности геологических моделей (как части интегральной модели) построить полностью автоматическое управление нефтедобычей в обозримый период времени представляется невозможным, но при этом возможно использовать данный эталон для формирования целей для программ по снижению человеческого фактора в процессах управления жизненным циклом месторождений. [2]

Предлагаемая система, верхнего и среднего уровня от диспетчерского пункта (ДП) до автоматизированных групповых замерных установок (АГЗУ), аналогична существующим системам (кабельным, на УКВ или GSM).

Построение сенсорной сети для мониторинга состояния и автоматического управления оборудованием куста нефтяных скважин, оснащенных штанговыми глубинными насосами (ШГН) либо погружными насосами (ЭЦН), а также мониторинг и управление исполнительными механизмами групповых замерных установок (ГЗУ).



*Рис.1 Структурная схема технологической сети*

Куст включает в себя три типа скважин:

- 1) Добывающая скважина добывающая нефть;
- 2) Водозаборная – скважина добывающая воду из верхних слоев земли;
- 3) Нагнетательная – скважина нагнетающая воду для поддержания внутрипластового давления.

Оборудование:

- 1) АГЗУ – автоматическая групповая замерная установка. Служит для определения объема добываемой жидкости, процентного содержания газа и воды, контроля давления в трубе коллектора;
- 2) СУ ЭЦН – Станция управления погружными насосами. Обеспечивает долговечность оборудования и правильность работы системы;
- 3) ОКС – общекустовая станция. Обеспечивает сбор информации, а также управление общекустовым оборудованием, реализацию общекустовых алгоритмов и передачу данных на диспетчерский пульт.

Основной задачей общекустового оборудования является проведение замеров и мониторинг технологических параметров куста.

#### Литература

1. Громаков Е.И. Автоматизация нефтегазовыми технологическими процессами. – Томск: Изд-во ТПУ, 2010. – С. 8 – 9.
2. Интеллектуальное нефтяное месторождение. // Википедии – свободной энциклопедии. URL: [ru.wikipedia.org/wiki](http://ru.wikipedia.org/wiki).
3. Новые технологии добычи нефти [Электронный ресурс] // rosinvest.com: нефть, больше чем золото. URL: <http://rosinvest.com/acolumn/blog/neft/505.html>.