

оболочки топливных элементов, конструкция реактора [3]. За время эксплуатации всех ледоколов России не было ни одного аварийного случая с атомными энергетическими установками. Они показали себя надежными и безопасными.

### Литература

1. Котляр П.В. Плавающие мини-АЭС [Электронный ресурс] печ.изд. ЗАО "Газета.РУ" 2012. URL: [http://www.bio.spbu.ru/science/scienceinfo /el\\_resource.phphttp://www.proatom.ru/modules.php?file=article&name=News&sid=3696](http://www.bio.spbu.ru/science/scienceinfo/el_resource.phphttp://www.proatom.ru/modules.php?file=article&name=News&sid=3696)
2. Российская и мировая атомная энергетика : учебное пособие для студентов вузов / В. М. Кузнецов, Х. Д. Чеченов; Российская академия наук (РАН), Институт истории естествознания и техники им. С. И. Вавилова (ИИЕТ) ; Гидропресс. Москва: Изд-во Московского гуманитарного ун-та, 2008. – 764 с.
3. Становление атомного комплекса Российской Федерации (историко-технический анализ конструкционных, технологических и материаловедческих решений) / В. М. Кузнецов; Институт истории естествознания и техники им. С. С. Вавилова РАН. – Москва: Изд-во МНЭПУ, 2006. – 340 с.

### **КОМПЛЕКС ТЕХНИЧЕСКИХ СРЕДСТВ СИСТЕМЫ УПРАВЛЕНИЯ ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНЫМ МЕСТОРОЖДЕНИЕМ**

**Д.С. Щеголихин, М.Н. Морозов**

Научный руководитель ассистент М.Н. Морозов

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

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. 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 в США используя новейшие разработки ежегодно дополнительно получают более 30 миллиардов долларов.

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.

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-

## **СЕКЦИЯ 6. СЕВЕРНЫЙ МОРСКОЙ ПУТЬ В АРКТИКЕ И ЕГО ПЕРСПЕКТИВЫ. СОВРЕМЕННОЕ ЭНЕРГООБЕСПЕЧЕНИЕ В ЭКСТРЕМАЛЬНЫХ УСЛОВИЯХ АРКТИКИ**

---

технических мероприятиях и сопутствующих простоев, описания событий в наземных трубопроводных системах 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 исчерпания 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.

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 обслуживающего персонала;

4) Сокращение потерь всех видов ресурсов;

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.

Предлагаемая система, верхнего и среднего уровня от диспетчерского пункта (ДП) до автоматизированных групповых замерных установок (АГЗУ), аналогична существующим системам (кабельным, на УКВ или GSM). При этом стоит отметить, что наиболее перспективным решением по измерению параметров добычи является использование проточных многофазных расходомеров. Однако такое решение в готовом виде существует только за рубежом. По причине активной политики импортозамещения, проводимой нефтегазовыми корпорациями, данное решение не принято в качестве основного.

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).

Средний и нижний уровни АСУ ТП состоят из следующих подсистем:

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 – общекустовые системы. Обеспечивают сбор информации, а также управление общекустовым оборудованием, реализацию общекустовых алгоритмов и передачу данных на верхний уровень (диспетчерский пункт).

Основной задачей общекустового оборудования является проведение замеров и мониторинг технологических параметров куста: объем нефти, качество нефти, состояние погружных насосов, расход воды, давление в трубе коллектора и др.

### Литература

1. Громаков Е.И. Автоматизация нефтегазовыми технологическими процессами. – Томск: Изд-во ТПУ, 2010. – С. 8-9.