

Вестник Евразийской науки / The Eurasian Scientific Journal <https://esj.today>

2018, №3, Том 10 / 2018, No 3, Vol 10 <https://esj.today/issue-3-2018.html>

URL статьи: <https://esj.today/PDF/77NZVN318.pdf>

Статья поступила в редакцию 21.04.2018; опубликована 19.06.2018

Ссылка для цитирования этой статьи:

Воробьев А.Е., Тчаро Х., Воробьев К.А. Цифровизация нефтяной промышленности: «интеллектуальный» нефтепромысел // Вестник Евразийской науки, 2018 №3, <https://esj.today/PDF/77NZVN318.pdf> (доступ свободный). Загл. с экрана. Яз. рус., англ.

For citation:

Vorobev A.E., Tcharo H., Vorobyev K.A. (2018). Oil industry digitization: "intelligent" oilfield. *The Eurasian Scientific Journal*, [online] 3(10). Available at: <https://esj.today/PDF/77NZVN318.pdf> (in Russian)

УДК 55

Воробьев Александр Егорович

НАО «Атырауский университет нефти и газа», Атырау, Казахстан
Проректор по научной деятельности инновациям
Доктор технических наук, профессор
E-mail: fogel_al@mail.ru
ORCID: <http://orcid.org/0000-0002-7324-428X>
РИНЦ: http://elibrary.ru/author_profile.asp?id=127898
Researcher ID: <http://www.researcherid.com/rid/C-1918-2016>
SCOPUS: <http://www.scopus.com/authid/detail.url?authorId=7201693273>

Тчаро Хоноре

Университет Абомей-Калави, Того, Республика Бенин
Руководитель группы международных научных проектов

Воробьев Кирилл Александрович

ФГАОУ ВО «Российский университет дружбы народов», Москва, Россия
Бакалавр
E-mail: k.vorobyev98@mail.ru
ORCID: <http://orcid.org/0000-0002-5792-3979>
РИНЦ: http://elibrary.ru/author_profile.asp?id=887256
SCOPUS: <http://www.scopus.com/authid/detail.url?authorId=57193517186>

Цифровизация нефтяной промышленности: «интеллектуальный» нефтепромысел

Аннотация. Из-за значительных размеров нефтегазовых операций, а также экстремальных условий разработки месторождений нефти и газа, нефтегазовые компании часто сталкиваются с весьма сложными производственными проблемами. Поэтому, с целью решения данных трудностей и упрощения добычных работ, в настоящее время возрастает интерес к цифровизации промышленности, выражаясь во внедрении систем эффективного управления оборудованием и техникой, а кроме того – аддитивном управлении и мониторинге процесса разработки нефтегазовых месторождений с использованием различных моделей.

Для успешной интеллектуализации промышленности необходимо принять внедрять цифровые модели во всех элементах нефтедобычи (в том числе – насосных станциях, кустах скважинах и т. д.).

Ключевые слова: интеллектуальный нефтепромысел; скважина; мониторинг; адаптивное управление; автоматизация; нефтегазовое месторождение; цифровая модель

Введение

Современный этап развития техники и технологии добычи углеводородов характеризуется существенным увеличением объемов производственной информации об происходящих изменениях в условиях разработки нефтяных месторождений и их текущем состоянии. Однако, при этом на нефтепромыслах зачастую отсутствует технология контроля и управления разработкой, объективно учитывающая все основные структурные особенности месторождения и его эксплуатации (включая кустовые площадки и отдельные скважины) [10].

Все это приводит к необходимости более широкого распространения и применения разнообразных систем автоматизации, телемеханики и компьютерных сетей, где главным фактором является наличие встроенного интеллекта [5]. В ближайшем будущем повсеместно появятся «интеллектуальные» нефтепромыслы, которые будут контролировать себя сами и дистанционно управляться группами виртуальных экспертов (возможно находящихся даже в разных странах мира) [7].

«Интеллектуальный» нефтепромысел

Интеллектуальная система управления разработкой месторождений углеводородного сырья представляет себя систему, в которой выработка и реализация управляющих воздействий на процесс извлечения из продуктивного пласта и подготовки к транспортировке добываемой продукции (нефти, газа и др. углеводородного сырья), осуществляется с использованием элементов интеллектуальной поддержки принимаемых технологических решений и оценки возможных рисков [5].

Различные компании таким технологиям дают свои собственные корпоративные названия, например, [8]:

1. «Умное» месторождение – Smart Field (Shell);
2. «Интеллектуальное» месторождение – i-field (Chevron);
3. Месторождение «будущего» – Field of the future (BP);
4. «Цифровое» нефтяное месторождение будущего – Digital oil field of the future DOFF (CERA).

Однако, несмотря на то что в названиях подобных технологий присутствует термин «месторождение», речь все же идет о «нефтепромыслах», т. к. наличие «интеллекта» возможно только у живого объекта или у техногенной системы, но никак – у неживого, к которым относятся месторождения углеводородного сырья. В дальнейшем анализе авторы исходили из этого постулата.

«Интеллектуальный» нефтепромысел представляет собой систему автономного управления нефтегазовыми добычными операциями, которая способствует непрерывной оптимизации интегральной модели разработки «виртуального» месторождения и модели управления добычей [7].

Необходимость создания интеллектуальной системы управления разработкой месторождений углеводородного сырья была определена при учете следующих обстоятельств [5]:

1. Возрастание неопределенностей и связанных с ними рисков природного (например, в ходе освоения глубоких залежей месторождений углеводородного сырья или с трудноизвлекаемыми нефтяных запасов) и рыночного (изменение спроса/предложения и различные колебания цен на углеводородные ресурсы) характера и рисков, обусловленных человеческим фактором.
2. Появление новых, инновационных технологий и техники для добычи углеводородного сырья, а также систем обеспечения всестороннего мониторинга разработки нефтегазовых месторождений.
3. Существенный рост объемов геолого-промысловой информации и применение разнотипных программно-аппаратных комплексов для ее сбора, передачи, обработки, анализа и хранения.

Суть концепции «интеллектуальных» нефтепромыслов заключается в обеспечении прозрачности и мгновенной доступности любых необходимых производственных параметров и показателей работы предприятия по добыче нефти [8]: технологических, технических, геологических, экологических и экономических. Такая доступность постоянно пополняющихся производственных данных (при чем обязательно в режиме реального времени) позволяет не просто организовать дистанционное управление объектами нефтедобычи, но и существенно повысить их сложившаяся энергоэффективность, а также обеспечить значительный рост практически всех производственных показателей работы оборудования, и кроме этого – оптимизировать работу персонала [2-4].

Ядром интеллектуальной системы управления разработкой нефтегазовых месторождений углеводородного сырья является программно-аппаратный комплекс, способный обеспечить анализ поступающей в режиме реального времени довольно объемной промысловой информации, и в результате которого достигается оперативное выявление любых отклонений от проектных (установленных) параметров, формирование эффективных вариантов управляющих воздействий и выработка для них оптимальных технико-технологических и логистических решений, а в некоторых случаях и самостоятельная реализация этих решения (пока еще с разрешения оператора) [5].

В соответствии с таким подходом, «интеллектуальный» нефтепромысел представляет собой систему оперативного управления производственными процессами добычи нефти (рис. 1), включающую набор определенных бизнес-процессов, направленных на оптимизацию производства и сокращение финансовых затрат путём своевременного выявления возникающих проблем и быстрого принятия оптимальных решений, на основе получаемых производственных данных, поступающих в режиме реального времени.

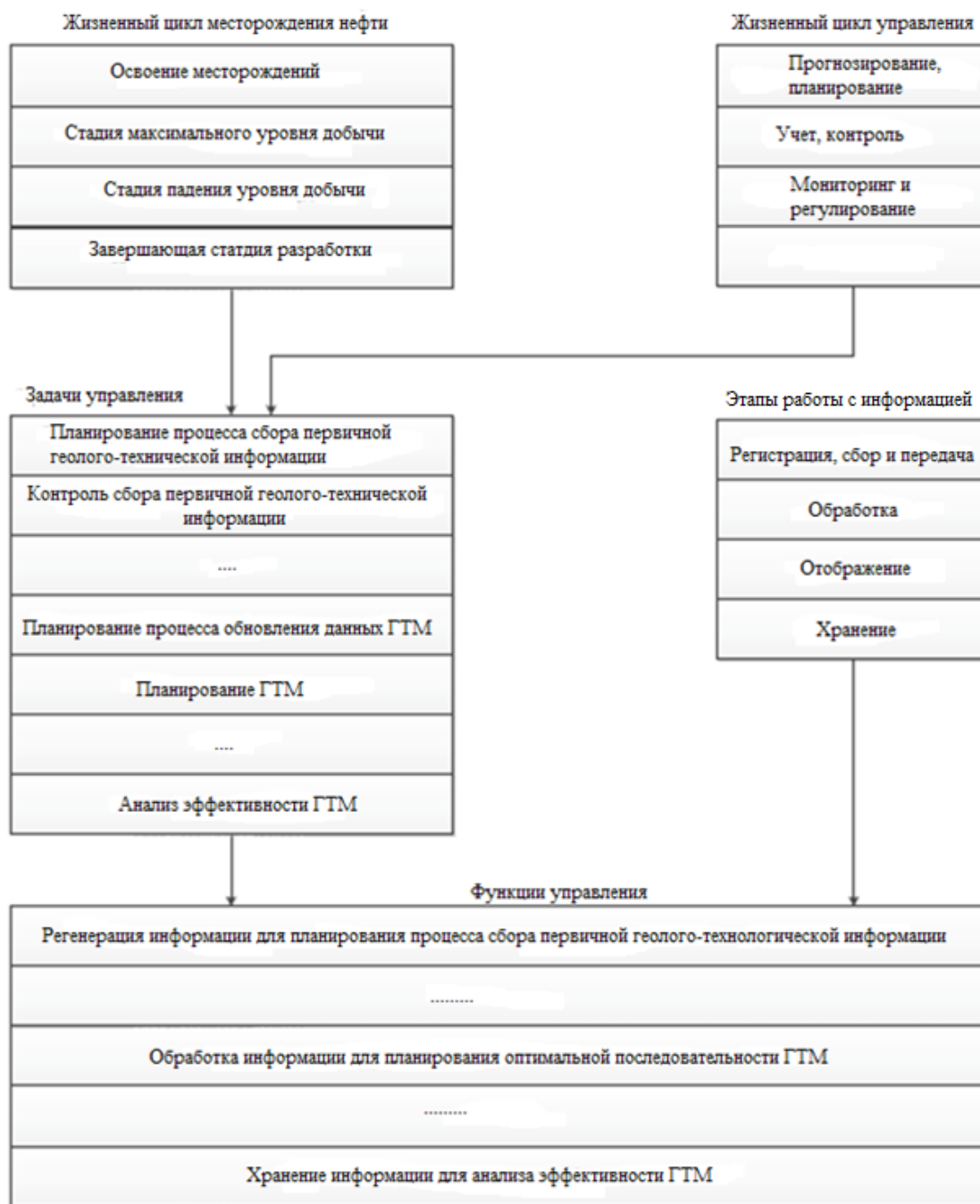


Рисунок 1. Схема формирования функций управления системы мониторинга и адаптивного управления разработкой «интеллектуального» нефтепромысла [10]

Необходимо при этом отметить, что повышение качества проектирования, контроль и управление разработкой месторождений углеводородного сырья достигается применением цифровой (виртуальной) постоянно действующей геолого-технологической модели нефтяных месторождений [6].

Цифровые (виртуальные) постоянно действующие геолого-технологические модели месторождения являются объемной имитацией месторождения, хранящейся в памяти компьютера в виде многомерного объекта, облегчающей исследование и прогноз технологических процессов, протекающих при извлечении нефти из недр объема резервуара, непрерывно уточняющиеся на основе перманентного получения обновленных данных на протяжении всего периода эксплуатации месторождения [6].

Поэтому в проектах «интеллектуальных» нефтепромыслов значительное внимание уделяется практическим работам (рис. 2) по построению подобных моделей «виртуальных» месторождений [1]. Эти модели позволяют в режиме реального времени получать необходимые данные по геологии и геофизики и уже на основе этой промысловой информации осуществлять более точные прогнозы и принимать оптимальные решения по освоению нефтегазовых месторождений.

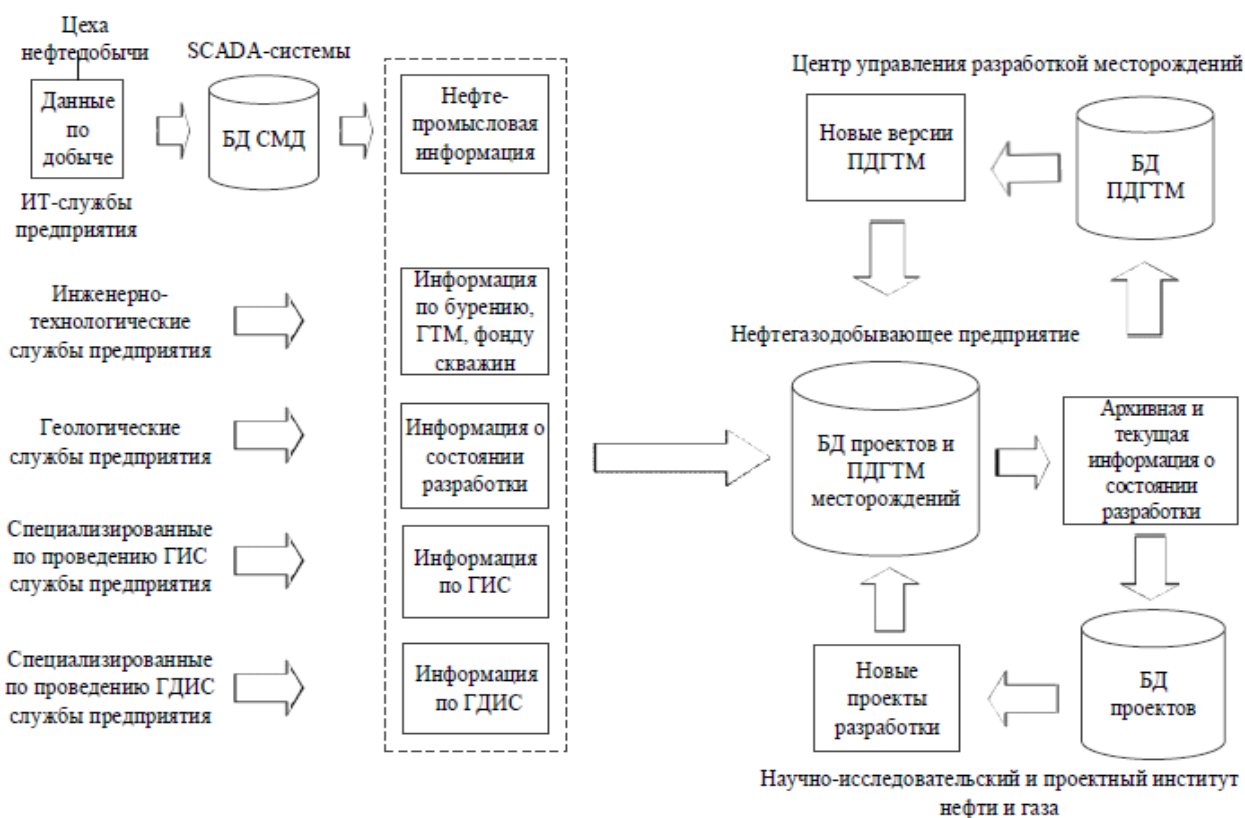


Рисунок 2. Обобщенная схема построения и сопровождения цифровой (виртуальной) постоянно действующей геолого-технологической модели нефтяного месторождения [6]

С помощью цифровой (виртуальной) постоянно действующей геолого-технологической модели нефтяного месторождения возможно обеспечение эффективного решения следующих задач [6]:

- а) уточнения геологического строения месторождений (залежей) в процессе бурения новых скважин;
- б) расчета различных вариантов технологии разработки: определения характера и степени выработки разведанных запасов (при анализе полей распределения насыщенности различных флюидов и удельных остаточных запасов углеводородов), а также выявления особенностей и условий продвижения закачиваемых в пласт технологических вод;
- в) прогноза оптимальных темпов отбора флюидов (нефти, газа и воды) в добывающих скважинах;
- г) повышения эффективности режимов работы добывающих скважин;
- д) планирования различных геолого-технических мероприятий (ГТМ) и расчета экономической эффективности их выполнения;

- е) прогноза состояния освоения месторождения углеводородного сырья (в ходе целенаправленного изменения условий разработки продуктивных пластов в рамках, запланированных ГТМ).

При этом наиболее распространёнными на практике направлениями является (рис. 3): геологическое, гидродинамическое, геофизическое и петрофизическое моделирование. Как правило, это цифровые 3D-модели, основанные на комплексной базе данных по всему месторождению.



Рисунок 3. Структура «интеллектуального» газопромысла [11]:

УПСВ – установка предварительного сброса воды; ДНС – дожимная насосная станция;
БКНС – блочно-компрессорная насосная станция

Важнейшей функцией системы эффективного управления «интеллектуальным» нефтепромыслом является постоянный мониторинг процесса разработки месторождения углеводородного сырья [11], цель которого – контроль за изменением его основных свойств и отдельных его участков в процессе эксплуатации, т. е. извлечение нефти и газа (рис. 4).

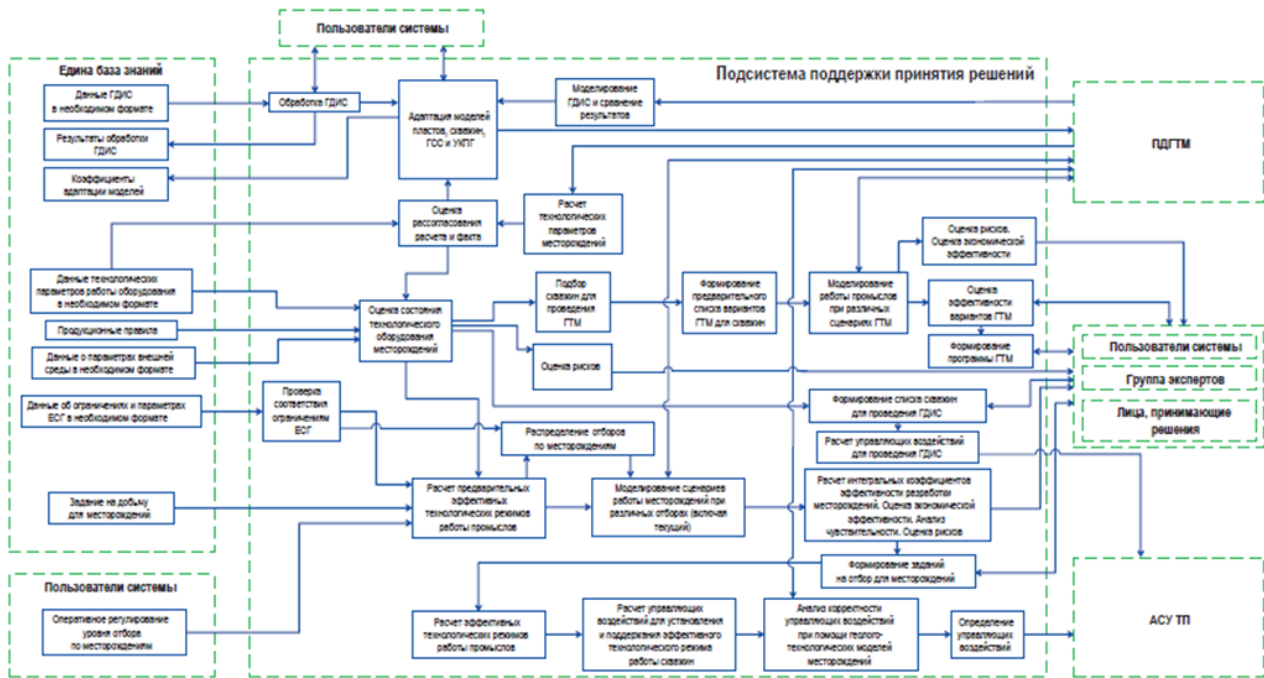


Рисунок 4. Принципиальная схема функционирования и основные функции подсистемы поддержки решений [5]: ГСС – газосборная сеть, УКПГ – установка комплексной подготовки газа

При этом основными контролируемыми геологическими характеристиками месторождения углеводородного сырья и его отдельных компонент являются (табл. 1): напряжённость пласта, проницаемость, нефтенасыщенность, водонасыщенность, гидропроницаемость, пьезопроводность и др.

Таблица 1
Свойства нефтепродуктивных пластов и насыщающих флюидов [11]

Название свойства	Описание
intensity	Напряжённость
permeability	Проницаемость
piezoconductivity	Пьезопроводность
porosity	Пористость
Sulphur_content_in_oil	Содержание серы в нефти (сернистость)
water_saturation	Водонасыщенность
WOC_datum	Абсолютная отметка ВНК
alkanes_content_in_oil	Содержание парафина в нефти
gas_content_in_oil	Газосодержание нефти
grittness_factor	Коэффициент песчаности
initial_oil_reserves	Начальные балансовые запасы нефти
initial_recoverable_oil_reserves	Начальные извлекаемые запасы нефти
initial_reservoir_pressure	Начальное пластовое давление
initial_reservoir_temperature	Начальная пластовая температура
mean_depth	Средняя общая толщина
mean_depth_of_burial	Средняя глубина залегания
mean_oil_saturated_depth	Средняя нефтенасыщенная толщина
mean_productivity	Средняя продуктивность
mean water saturated_depth	Средняя водонасыщенная толщина
mean_oil_saturation_POZ	Средняя нефтенасыщенность ЧНЗ
mean_oil_saturation_WOZ	Средняя нефтенасыщенность ВНЗ
oil_and_gas_area	Площадь нефтегазности

Название свойства	Описание
oil_density_in_situ	Плотность нефти в пластовых условиях
oil_density_in_the_surface	Плотность нефти в поверхностных условиях»
oil_recovery_factor	Коэффициент нефтеизвлечения
oil_viscosity_in-situ	Вязкость нефти в пластовых условиях
oil_volume_factor	Объемной коэффициент нефти
pressure_of_oil_saturation_with_gas	Давление насыщения нефти газом
ruggedness_factor	Коэффициент расчлененности
stratum_outer_radius	Радиус влияния скважины
stratum_pressure_WOC	Давление на уровне ВНК
water_compressibility	Сжимаемость воды
water_density_in_situ	Плотность воды в пластовых условиях
water_viscosity_in_situ	Вязкость воды в пластовых условиях

В зависимости от уровня производственного процесса (рис. 5) все интеллектуальные системы управления разработкой месторождений углеводородного сырья предоставляют возможность выбора набора инструментов, которые наиболее подходящие и необходимы конкретному специалисту для выработки оптимального решения [5].



Рисунок 5. Технология «интеллектуального» нефтепромысла в структуре информационных потоков предприятия [7]

В частности, на уровне администрации управляющей компании персоналу обычно доступен функционал распределения объемов отборов нефти между отдельными нефтяными месторождениями, а также оперативного управления разработкой, мониторингом за состоянием эксплуатируемого объекта и т. д. [5]. А на уровне нефтедобывающих предприятий (нефтепромыслов) – эффективное управление технологическим оборудованием, анализ технологических процессов, принятие корректирующих решений и т. п.

Существует ряд основных функций подсистемы поддержки принятия производственных решения [5]:

- расчет оптимальных технологических режимов работы добывающих скважин;
- оценка состояния технологического оборудования и продуктивных горизонтов;

- автоматизированная адаптация расчетных моделей;
- планирование и оценка эффективности ГТМ;
- планирование проведения и обработка результатов ГДИС;
- определение управляющих воздействий для оперативного регулирования оптимальных объемов отбора углеводородного сырья (нефти).

В состав «интеллектуального» нефтепромысла входит несколько весьма важных структурных элементов.

«Интеллектуальная» скважина является комплексом наземного и подземного оборудования, в котором установлена погружная и наземная телеметрия (датчики, приборы и микропроцессорные контроллеры), отвечающий за непрерывный сбор и обработку промысловой информации о работоспособности системы «пласт – скважина – насосная установка» и обеспечивающий функционирование данной системы в автономном режиме или вручную (изменение режима функционирования и параметров системы оператором добычных операций) [6].

«Интеллектуальная» кустовая площадка представляет собой комплекс оборудования куста скважин, в который включен ряд компонентов, в том числе добывающих и нагнетательных скважин, электроцентробежных (ЭЦН) и штанговых глубинных (ШГН) насосов, станций управления насосами, водораспределительных батарей нагнетательных скважин и блока местной автоматики, в котором содержится микропроцессорная аппаратура, способствующая непрерывному сбору, обработке и передаче технологической информации в центр управления разработкой нефтяного месторождения [10].

Традиционный подход к автоматизации кустов скважин предусматривает применение систем телемеханики на основе кустовых контроллеров типа радиомодема [7]. Данная схема отличается достаточной простотой: непосредственно на кусте скважин устанавливается шкаф оборудования с контроллером RTU, позволяющий осуществлять сбор данных (от датчиков давления, температуры на устьях скважин, состояния ЭЦН/ШГН, ГЗУ – обычно Modbus и др.) и в ряде случаев выполнение запуска/остановки технологического оборудования. При этом связь между контроллером RTU и диспетчерским пунктом обеспечивается с помощью установленного радиомодема (рис. 6).

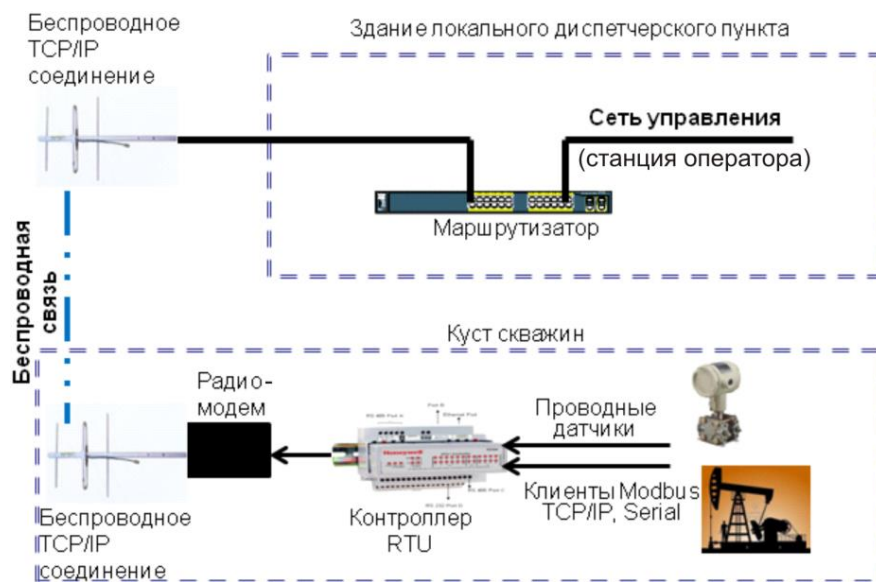


Рисунок 6. Традиционный подход к автоматизации кустов скважин [7]

Подобная схема «интеллектуального» нефтепромысла (рис. 7) характеризуется [7]: простотой и надежностью, определенной экономией на оборудовании (вместо связки «радиомодем → контроллер RTU → клиенты Modbus/проводные датчики» имеется последовательность «точка доступа → клиенты Modbus/беспроводные датчики»).



Рисунок 7. Беспроводные решения для кустов скважин [7]

«Интеллектуальный» нефтепромысел является комплексом оборудования кустов скважин, позволяющий обеспечить подготовку площадок и хранение углеводородов, поддержать необходимое пластовое давление, осуществлять отбор углеводородов с последующей их транспортировкой посредством промышленных нефте- и газопроводов, располагающий автоматизированным диспетчерским пунктом, обладающим коммуникационным и серверным оборудованием и автоматизированными рабочими местами (АРМ) производственного персонала: геолога, технолога, механика, оператора добычи и др., а также средствами телеметрии для обеспечения непрерывного сбора производственной информации и ее передачи по установленной вычислительной сети в центр управления промыслом (ЦУП) для дальнейшего мониторинга и анализа [10]:

- а) технологических процессов и адаптивного управления разработкой месторождения углеводородов;
- б) технологических процессов подготовки и перекачки нефти и газа;
- в) технологических процессов поддержания необходимой величины пластового давления;
- г) состояния сетей нефтепроводов и составления прогнозов по возможности возникновения аварийных ситуаций.

В общем случае, система мониторинга и адаптивного управления «интеллектуальной» разработкой нефтяных месторождений состоит из 3 основных подсистем [6]:

- а) подсистемы сбора геолого-технологической информации;

- б) автоматизированного диспетчерского пункта;
- в) центра управления разработкой месторождений.

При этом подсистема сбора геолого-технологической информации отвечает за мониторинг «интеллектуальной» скважины и кустовой площадки, преобразует и передает полученные данные автоматизированному диспетчерскому пункту [6].

Автоматизированный диспетчерский пункт, в свою очередь, осуществляет оперативное управление разработкой всего нефтяного месторождения [6]. Он содержит АРМ производственного персонала, производит непрерывный сбор, обработку, анализ и хранение данных о текущем состоянии разработки. Схема консолидации полученной нефтепромысловой информации представлена на рис. 8.

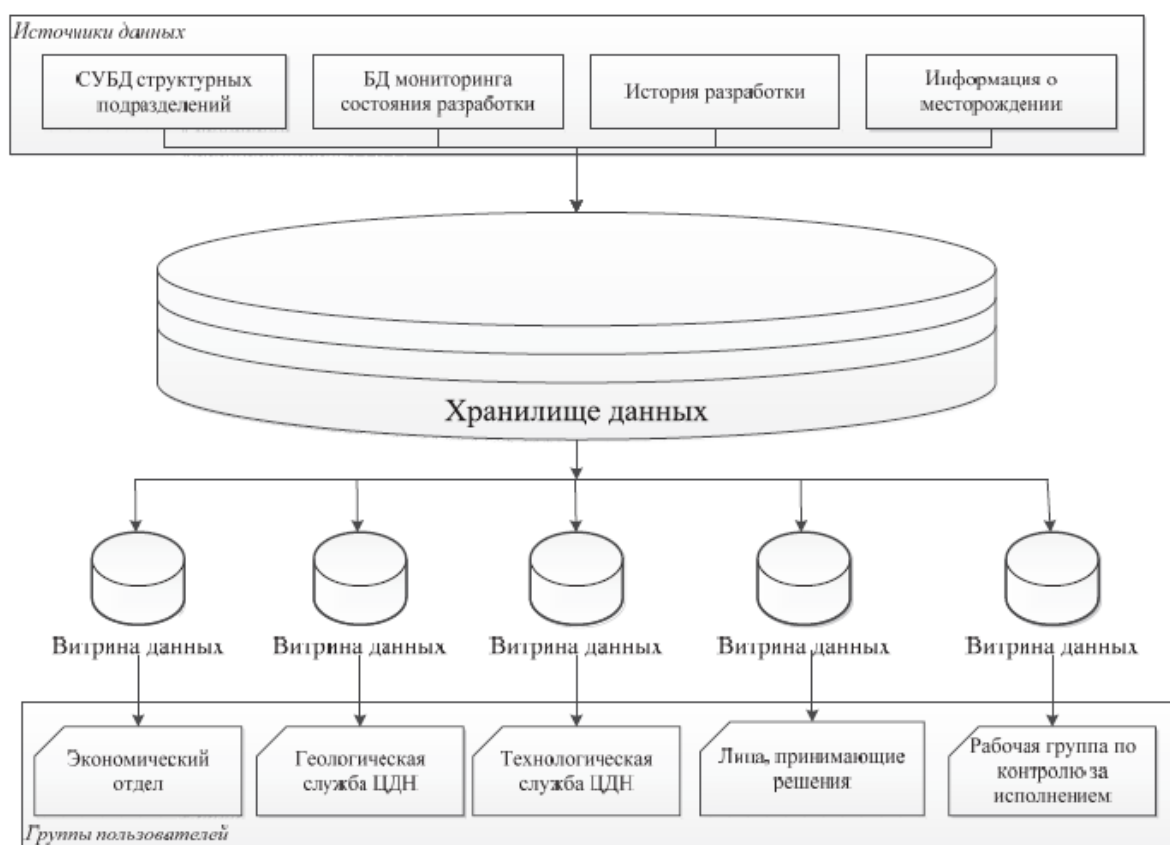


Рисунок 8. Схема консолидации данных системы мониторинга и адаптивного управления разработкой «интеллектуального» нефтепромысла [10]

Центр управления разработкой месторождений (ЦУРМ) представляет собой главный компонент системы мониторинга и адаптивного управления разработкой месторождений углеводородов [6], который отвечает за непрерывность сбора и хранения геолого-технологической информации по месторождениям (на основе корпоративной вычислительной сети нефтяного предприятия), автоматизированную адаптацию цифровой (виртуальной) постоянно действующей геолого-технологической модели нефтяного месторождения на текущее состояние разработки, планирование ГТМ на этой основе, и формирование оптимальной стратегии разработки месторождений.

В едином окне, созданном для контроля работы нефтепромысла, оператору предоставляется ряд необходимых данных, в том числе [7]:

- общий вид предприятия для отображения работы и состояния всех скважин на нем;
- отображение ключевых индикаторов работы скважины в цвете;
- отображение данных процесса, испытаний и производственных показателей (по работе скважины);
- виртуальное измерение: оценка расхода нефти, газа и воды в режиме реального времени;
- сравнение измеренных и виртуальных расходов нефти, газа и воды на уровне всего нефтепромысла и всего производственного комплекса в целом;
- режим работы скважины, ее стабильность и работоспособность.

В качестве основа базового программного обеспечения для контроля параметров, моделирования, анализа и оптимизации процесса разработки нефтегазовых месторождений обычно приняты следующие программные комплексы [11]: ECLIPSE, Petrel, GP-Storage, MapInfo Professional, Landmark, Tempest.

Эффективность применения технологии «интеллектуальный» нефтепромысел

Все это приводит к существенному повышению эффективности работы нефтепромыслов. Так, использование беспроводных решений при освоении нефтегазовых месторождений в среднем обеспечивает 50 % экономии финансовых затрат и до 80 % времени при внедрении технологических решений [7].

В табл. 2 представлены характерные черты «интеллектуальных» нефтепромыслов и проблем, которые они способны решить, в отличие от традиционных технологий разработки.

Таблица 2

Сравнение традиционных технологий разработки месторождений с системой управления "интеллектуальных" нефтепромыслов [1]

Параметры	Традиционная разработка месторождений	«Интеллектуальный» нефтепромысел
Компьютерное обеспечение месторождения	Простые информационные модели по обработке промысловых данных, созданные на основе Excel	Специализированное программное обеспечение (например, Emerson, Eclipse и др.)
Управление поступающими данными	Данные не структурированы, необходима работа по стандартизации	Распределение мета объемов информации между многопрофильными группами своевременно и без задержки на обработку
Подход к использованию информации	Функциональный	Системный
Оборудование	Растет спрос на использование "умных" инструментов, но возможности совершенствования производственных процессов изучены плохо, многие цифровые инструменты и приборы не интегрированы в единую систему	Новаторское сочетание существующих передовых технологий, включая беспроводную передачу данных, дистанционные датчики, механизмы дистанционного контроля и робототехники
Углеводородные объекты	Новые месторождения с высокой степенью разведанности и без осложненных горно-геологических характеристик (легкая нефть)	Новые месторождения с ранее нерентабельными запасами Старые месторождения с трудно извлекаемыми УВ из завершающей стадии разработки

Параметры	Традиционная разработка месторождений	«Интеллектуальный» нефтепромысел
Модель месторождения	3D модель	4D модель, автоматическая адаптация 3D модели ко всей совокупности фактических данных в режиме реального времени
Принятие решения	С задержкой на обработку и отчетность	В режиме реального времени
Режим рационального использования недр	Месторождение разрабатывается на износ. основная цель – максимальный объем добычи	Щадящий режим эксплуатации – стабильное функционирование объекта на всем сроке отработки

Доказательством значительной эффективности «умных» нефтепромыслов являются результаты исследования, проведенного в 2003 г. Cambridge Energy Research Association (CERA), выявившие существенное (от 2 до 10 %) улучшение основных показателей добычи нефти (по сравнению с традиционными) и экономия приблизительно 4-8 млн \$ (за счет значительного сокращения эксплуатационных расходов) [8].

При этом технология «интеллектуального» нефтепромысла дает возможность [8]:

1. Оптимизировать производительность используемого оборудования и продуктивности добычных скважин (за счет анализа и управления дебитами, отсечками, давлениями, температурами и т. д.).
2. Предсказывать, на основе анализа предыдущих данных, сроки исчерпания добычных скважин.
3. Централизованно управлять значительным количеством добычных скважин (посредством проведения дистанционного мониторинга).

Кроме этого, по данным Общества инженеров-нефтяников (Society of Petroleum Engineers, SPE) внедрение интеллектуальной системы управления нефтепромыслом в компаниях Royal Dutch Shell plc и Statoil ASA способствовало достижению следующих эффектов [5]:

- увеличения коэффициента извлечения углеводородов в среднем на 5-10 %;
- роста добычи углеводородов в среднем на 10 %;
- снижения операционных затрат в среднем на 15-20 %.

Так, компания Royal Dutch Shell plc затратила на создание «интеллектуального» нефтепромысла около 200 млн \$, а выгода от его внедрения превысила 2 млрд \$.

«Умный» нефтепромысел оптимизирует систему добычи за счет контроля состояния скважин в режиме реального времени и позволяет управлять разработкой в целях оптимизации эффективности работы и повышение продуктивности, снижая недобор, связанный с незапланированным отставанием [9].

Уже реализованные проекты по внедрению подобных систем показывают, что экономия может достигать величины 20-25 % [9].

К примеру, в компании «Славнефть» (Россия), с объемом производства 1,15 млн тонн нефти, за счет активного внедрения программы по энергоэффективности удалось сократить энергопотребление на 6820 тыс. кВт·ч или на сумму более 22 млн руб. в год [9].

Также сократилось время отклика при выходе скважины на рабочий режим, что в конечном итоге значительно повышает степень ее эксплуатационной готовности [9]. Например, ранее для повторного запуска и стабилизации работы добычной скважины требовалось до 2-х суток, то теперь «умные» технологии позволяют сделать это менее чем за 1 час.

Экономический эффект, получаемый путем автоматизации разработки месторождений, обусловлен следующим [7]:

- экономией миллионов долларов на дорогостоящих ремонтах ЭЦН (например, благодаря обнаружению гидравлической связи между 2-мя скважинами, которая приводила к перетоку в ЭЦН);
- ранним обнаружением неэффективной работы скважины (что позволяет намного быстрее предпринять коррекционные действия, сокращая тем самым падение добычи на скважине);
- ранним обнаружением нестабильности (закупоривания) и возвратом к нормальным условиям работы;
- незамедлительным откликом на действия по оптимизации (изменениями в работе штуцеров, настройкой газлифта);
- обнаружением узких мест на пути потока скважины и возможностью увеличения ее производительности на 1000 баррелей/сутки.

Заключение

В настоящее время, как никогда, нефтегазовые компании стараются обеспечить высокоэффективное выполнение операций по добычи нефти и газа, с получением значительно экономического эффекта и в то же время поддерживать высокие стандарты безопасности и защиты окружающей среды. Это возможно с преобразованием традиционного нефтепромысла в «интеллектуальный».

Интеллектуализация промышленности способствует улучшению и оптимизации операции нефтедобычи (эффективности программы обслуживания, эффективности рабочей силы и моделирования прогнозного отказа), т. е. осуществляемые процессы будут значительно улучшены за счет автоматизированного планирования, проектирования с программным управлением и общей автоматизации.

По мере того, как цифровые технологии становятся более мощными, они будут продолжать преобразовывать цепочку создания товарной ценности полученного продукта – до, вовремя и после его торговли.

ЛИТЕРАТУРА

1. Березина А.А. Целесообразность перехода к концепции интеллектуального месторождения в условиях современных проблем нефтегазодобывающего комплекса // Проблемы экономики и управления нефтегазовым комплексом N 2. 2015. С. 42-46.
2. Воробьев А.Е. Программа развития науки и инноваций в Атырауском университете нефти и газа. Lambert Academic Publishing. Mauritius. 2017. 130 с.
3. Воробьев А.Е., Ляшенко В.И. Автоматизированная система обработки и анализа изображений и сигналов управления горными работами // Материалы XI Международной конференции «Ресурсовоспроизводящие, малоотходные и природоохранные технологии освоения недр», 18-21 сент. 2012 г. – Усть-Каменогорск: ВКГТУ, 2012. – Т. II. – 164 с.
4. Воробьев А.Е., Тчаро Х. Цифровизация нефтяной отрасли Казахстана // Проблемы недропользования. 2018. № 1 (16). С. 66-75.
5. Зинченко И.А., Люгай Д.В., Васильев Ю.Н., Чудин Я.С., Федоров И.А. Концепция интеллектуальной системы управления разработкой месторождения // Научно-технический сборник «Вести газовой науки» N 2. 2016. С. 4-9.
6. Комагоров В.П., Фофанов О.Б., Мехтиев Э.М. Система адаптивного управления разработкой «интеллектуального» месторождения // Доклады ТУСУРа № 4 (34), 2014. С. 171-175.
7. Кочнев А.А. Концепция «интеллектуального» месторождения // MASTER'S JOURNAL № 2. 2015. С. 165-171.
8. Мухин А.А. Создание цифрового «умного» месторождения в сложившихся реалиях российской нефтегазовой отрасли // С. 388-391.
9. Нюхлов А.С., Татаринцева Ю.В., Харитонов К.А., Надеева К.К. Преимущества использования технологии smart-field для повышения эффективности регионального управления предприятий нефтегазовой отрасли Красноярского края // Современные тенденции развития науки и производства: сборник материалов VI Международной научно-практической конференции (5 июля 2017 года), Том II – Кемерово: ЗапСибНЦ, 2017. С. 77-79.
10. Силич В.А., Комагоров В.П., Савельев А.О. Принципы разработки системы мониторинга и адаптивного управления разработкой «интеллектуального» месторождения на основе постоянно действующей геолого-технологической модели // Известия Томского политехнического университета № 5. Т. 323. 2013. С. 94-100.
11. Ямпольский В.З., Заикин И.А. Онтология «интеллектуальное месторождение» // Известия Томского политехнического университета. Т. 323. № 5. 2013. С. 112-117.

Vorobev Aleksander Egorovich

Atyrausky university of oil and gas, Atyrau, Kazakhstan
E-mail: fogel_al@mail.ru

Tcharo Honore

University of Abomey-Calavi, Togo, Republic of Benin

Vorobyev Kirill Aleksandrovich

Russian university of people's friendship, Moscow, Russia
E-mail: k.vorobyev98@mail.ru

Oil industry digitization: "intelligent" oilfield

Abstract. Due to the large size of oil and gas operations, as well as the extreme conditions of oil&gas development, oil and gas companies often face very complex production problems. Therefore, in order to solve these difficulties and simplify production operations, currently, the interest in the digitalization of the industry is increasing, expressed in the introduction of systems of an effective management of equipment and technology, including additive management and monitoring of the oil and gas production process in the oil deposits by using various models.

For the successful intellectualization of the industry it is necessary to introduce digital models in all elements of oil production (including pumping stations, well bushes, etc.).

Keywords: intellectual oil field; well; monitoring; adaptive control; automation; oil and gas field; digital model