

# ОБЗОР ТЕХНОЛОГИЙ: ОТ ЦИФРОВОГО К ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОМУ МЕСТОРОЖДЕНИЮ

TECHNOLOGY OVERVIEW: FROM DIGITAL TO INTELLIGENT FIELD

**А.И. Власов, А.Ф. Можиль**  
Научно-Технический Центр «Газпром нефти» (ООО «Газпромнефть НТЦ»)

**Электронный адрес:** Vlasov.AI@gazpromneft-ntc.ru

**Ключевые слова:** интегрированное моделирование, интеллектуальное месторождение, концептуальное проектирование

**A.I. Vlasov, A.F. Mozhchil** Gazpromneft NTC LLC, RF, Saint-Petersburg,

The development of information systems allows you to collect, filter, store and process data of the field, describe the physical processes of oil and gas reservoirs and ground infrastructure. Enhanced capabilities of intelligent information systems allows a new angle to look at improving the efficiency of oil and gas field. We can greatly improve the operating efficiency of the asset and the quality of management decisions by combining the rapid collection of data on all systems field with integrated asset model and provide a computational libraries, allows the analysis of the technological system and provide skilled suggestions for optimization and potential loss in future (proactive protection). An integrated approach will allow for the optimization of the global instead of local, which is currently carried out by each service independently. It allows all professionals to focus their efforts on achieving a common goal.

**Keywords:** integrated modeling, intelligent field, conceptual design

**DOI:** 10.24887/2587-7399-2018-3-68-74

## ВВЕДЕНИЕ

Растущие затраты на освоение новых нефтегазовых месторождений в условиях колебания спроса на углеводороды заставляет нефтепользователя разрабатывать и внедрять новые эффективные технологии, снижающие себестоимость добычи. Удаленность новых месторождений от существующей инфраструктуры, ввод в эксплуатацию новых объектов разработки, их подключение к существующей системе обустройства месторождений, а также суровые климатические условия осложняют управление нефтегазовыми активами. Необходимо принятие оптимальных технологических решений, направленных на устранение рисков, влияющих на эффективность управленческих решений. Вычислительные информационные техноло-

гии в нефтегазодобывающей отрасли развивались с начала 1980 г. [1]. К концу 2000 г. они превратились в комплекс отдельных программ по моделированию пласта, трубопроводной сети, пунктов подготовки нефти и газа, расчета финансово-экономической модели актива. Эволюция промысловых цифровых технологий происходила от простого к сложному: от измерений, учета, анализа и агрегирования промысловых данных до аналитических систем, решающих задачи в масштабе месторождений, объединенных единой сетью сбора. С начала XX века и по настоящее время главным фактором обеспечения прорыва с точки зрения поиска оптимальных решений в области разработки и эксплуатации месторождений становится ускорение обработки данных и устойчивое обоснование решений

путем применения интеллектуальных технологий [2]. Такие компьютерные информационные системы позволяют обеспечить автоматизацию сбора, фильтрации, хранения и обработки данных, описать физические процессы, прогнозировать добычу углеводородов и визуализировать ключевые параметры для управленческих решений. Основными задачами при создании таких систем являются контроль большого массива нефтепромысловой информации, качественная ее обработка и отображение в доступной для восприятия форме. В период с 2003 г. ведущие нефтегазовые компании и их научно-исследовательские центры начали разрабатывать широкий спектр новых методов информационного управления месторождениями [3]. Технология нового поколения, основанная на внедрении комплекса аппаратных, технических и программных средств в производственные процессы нефтегазодобывающих предприятий, получила различные названия и конфигурацию элементов, входящих в ее систему (табл. 1).

Таблица 1

Компания	Технология
Shell	Умное месторождение – Smart Field
Chevron	Интеллектуальное месторождение – i-field
BP	Месторождение будущего – Field of the future
Petoro	Умные операции – Smart Operations
Statoil Hydro	Интегрированные операции – Integrated Operations
Halliburton	Управление в режиме реального времени – Real Time Operation
Schlumberger	Умные скважины – Smart Wells
OD	Правильный дрейф или правильное направление – eDrift
DOFF (CERA)	Цифровое нефтяное месторождение будущего – Digital oil field of the future
Cap Gemini	Оптимизация интеллектуального месторождения и удаленное управление – Intelligent Field Optimisation and Remote Management/INFORM
IAOM, ADCO	Интегрированная модель управления активами – Integrated Asset Operation Model
Газпром нефть	Цифровое месторождение
ЛУКОЙЛ	Интеллектуальное месторождение

Каждая компания дает собственное определение технологии исходя из понимания необходимых в данный момент методов решения производственных задач. В литературных источниках приводится множество определений, в их числе:

– интеллектуальное месторождение – это динамическая система взаимосвязанных технологий и бизнес-процессов, обеспечивающих повышение экономической эффективности всех элементов производства и управления нефтегазовым активом [4, 5];  
– цифровое месторождение – это программное обеспечение, включающее набор приложений, которые позволяют описывать поведение месторождения на компьютере [6];  
– интеллектуальное месторождение – это формирование дополнительной ценности нефтегазового актива путем создания цикла сбора данных, моделирования, принятия решений и их исполнения [7].  
– интеллектуальное месторождение – это система оперативного управления нефтегазовым промыслом, включающая набор бизнес-процессов, направленных на оптимизацию добычи и сокращение финансовых потерь путем своевременного выявления проблем и быстрого принятия решений многопрофильными группами на основе данных, полученных в режиме реального времени [8]. Тем не менее точного определения, отражающего суть технологии, еще не существует, так как его идеальная архитектура должна обеспечить появление искусственных интеллектуальных систем, что пока не представляется возможным. Однако современное развитие информационных технологий и высокотехнологичного оборудования создает условия для кибернетического управления отдельными элементами месторождения. В настоящее время распространение получили такие системы, как интеллектуальная скважина, интеллектуальный нефтепромысел, интегрированное моделирование и интегрированное планирование работ. Интеллектуальное месторождение должно быть оснащено программным обеспечением, отвечающим новейшим разработкам в сфере информационных технологий. Эффективность цифрового месторождения как совокупности интеллектуальных систем обусловливается тесной интеграцией в производственные бизнес-процессы интеллектуального оборудования и аналитических информационных продуктов, которые при выявлении отклонений от нормы дают рекомендации по исключению возможного риска. Качество таких решений обеспечивается совмещением оперативных данных по всем системам месторождения с интегрированной моделью актива, дополненной расчетными библиотеками, позволяющими проводить анализ технологической системы и выдавать специалистам предложения по оптимизации и потенциально возможным потерям в будущем (проактивная защита). В



Рис. 1. Срок жизни упреждающих действий по предотвращению появления осложнений

условиях отсутствия цифровых систем управления месторождением информация собирается и используется после возникновения события, но в этом случае проблема уже существует, а следовательно, появляется риск осложнения в работе месторождения (рис. 1) [9].

ИНТЕГРИРОВАННАЯ МОДЕЛЬ МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Технология «цифрового месторождения» связывает воедино все этапы промышленного освоения актива. Ядром технологии является интегрированная модель месторождения (ИММ), в идеальном варианте имеющая алгоритмы получения и обработки данных удаленных систем контроля разработки месторождения. ИММ включает математические модели пласта, флюидов, скважин, наземной инфраструктуры месторождения, построенные на основе всех имеющихся данных по месторождению. ИММ позволяет интегрировать модели скважин и системы сбора с более крупными моделями пласта и объектов, а также проводить актуализацию модели в режиме реального времени. На основе ИММ можно провести автоматизацию процессов контроля/мониторинга, прогнозирования работы каждой из составляющих систем месторождения с устранением трудоемких выполняемых вручную процессов. Целью построения ИММ является повышение эффективности не только каждой отдельно взятой системы, но и всего актива в целом с учетом взаимовлияния систем. ИММ дает возможность адекватно оценить текущее состояние работы систем, заранее увидеть возможные проблемы и предложить мероприятия по их предотвращению. ИММ неразрывно связана с понятием интегрированного проектирования, которое появилось в 60-е годы XX века и предназначалось главным образом для комплексной оптимизации процессов эксплуатации скважин и работы наземных установок, насосно-

го оборудования и других объектов при моделировании разработки нефтяных месторождений [10]. Сегодня оно эффективно дополняется инструментами ИММ – программами, объединяющими все ключевые дисциплины актива (геология, разработка, бурение и заканчивание скважин, нефтедобыча, обустройство, экономика, экология, анализ рисков), для эффективного бизнес-планирования освоения месторождения [11]. ИММ уже доказала свою эффективность применения для поддержки-принятия решений в российских компаниях (табл. 2). Тем не менее в настоящее время широко применяются только отдельные инструменты геолого-гидродинамического, нефтепромыслового, экономического моделирования месторождения. Они стали неотъемлемым элементом планирования мероприятий по разработке или оптимизации работы нефтяных и газовых месторождений и инструментами для расчета технологических показателей проектно-технологической документации на разработку месторождений. Основным недостатком остается отсутствие единой модели месторождения, которая бы включала все элементы интегрированного планирования. Программы по геолого-гидродинамическому моделированию (ГГДМ) хорошо описывают объекты разработки пласта, но при попытке комплексного применения этих программ для анализа всего месторождения возникают сложности. Известно, например, что в проектах разработки отдельно взятых месторождений отсутствует баланс между объемом жидкости, необходимой для работы системы поддержания пластового давления (ППД), и излишками вод, накапливающимися в узлах системы сбора, что затрудняет проектирование объектов наземного обустройства [12]. Это связано с несогласованностью проектов разработки и обустройства месторождения. Обмен данными между проектируемыми компонентами системы если и есть, то осуществляется в виде электронных таблиц, не учитывающих взаи-

Таблица 2

Компания	Месторождение	Программное обеспечение	Управленческие решения	Примечание
ПАО «НК «Роснефть»	Северо-Комсомольское, объект ПК <sub>1</sub>	Набор макросов в среде MS Excel	Бурение горизонтальных скважин с большой длиной горизонтального ствола; использование современных технологий заканчивания скважин для ограничения выноса песка. Оптимизация и снижение стоимости инфраструктуры. Совместная добыча и реализация нефти и газа	Оптимизация общих капитальных вложений, увеличение прибыли более чем на 20 %
ПАО «НК «Роснефть»	Уренгойское газоконденсатное, ачимовские газовые пласты АЧ <sub>3-4</sub> , АЧ <sub>5</sub>	Petroleum Experts (Prosper, GAP, Resolve), HYSYS, ECLIPSE	Оптимизация графика бурения по пластам и стабилизация профиля добычи путем бурения большого числа скважин в ранний период. Выявление мест скопления газоконденсата в трубопроводах	Достигнут плановый профиль добычи. Скорректированы даты ввода компрессорной станции. Выявлены проблемные участки трубопроводов
ПАО «НОВАТЭК»	Южно-Тамбейское газоконденсатное	INTERSECT, PIPESIM, ECLIPSE	Уменьшение диаметров труб сетей сбора и их общего числа за счет создания параллельных транспортных линий с возможностью переключения каналов потока для обеспечения полноты загрузки сети	Уменьшение металлоемкости системы сбора на 40 % по сравнению с традиционным подходом к проектированию (при сохранении пропускной способности сети). Экономия CAPEX около 260 млн. долл. США

мовления элементов месторождения и неопределенности их параметров. При изменении технологических решений или режимов закачки объемы в одной системе меняются, но это никак не отражается на другой, так как электронные таблицы не связаны с системой. Существенным недостатком такого процесса является моделирование элементов в один единственный момент времени, которое неприемлемо для анализа системы в другой момент и требует адаптации к истории разработки. Таким образом, традиционный метод ГГДМ не может учитывать динамику разработки месторождения (изменение дебита существующей скважины в результате бурения новых скважин, увеличение добычи нефти после проведения геолого-технических мероприятий (ГТМ) и др.). Отсутствие взаимосвязи ГГДМ с системой сбора в масштабе месторождения может привести к значительным осложнениям, таким как неправильное бурение или завышенная/заниженная производительность оборудования.

ИНСТРУМЕНТЫ ИНТЕГРИРОВАННОЙ МОДЕЛИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Для того чтобы исключить или свести к минимуму осложнения в работе месторождения, повысить устойчивость проектного решения к параметрам неопределенности необходимо синхронизировать процессы раз-

вития объектов разработки месторождений и их инфраструктуры. Данный подход может быть реализован с использованием ИММ и требует формирования следующих компонентов ИММ цифрового месторождения: 1) алгоритмы сбора, хранения, структурирования, проверки достоверности и фильтрации данных о месторождении, поступающих из различных источников; 2) инструменты моделирования всех элементов интегрированной системы месторождения (ГГДМ, скважины, система сбора, система подготовки, экономика); 3) интеграция методов инженерного анализа данных на основе их обработки в моделях с алгоритмами поддержки принятия решения. Под разработкой алгоритмов обработки данных подразумевается создание каналов связи с телеметрическими нефтепромысловыми системами, химико-аналитическими лабораториями, буровыми установками и другими источниками информации на месторождении в режиме реального времени. Инструмент моделирования интегрированной системы месторождения это специализированное программное обеспечение, которое используется специалистами-экспертами в области геологии, бурения, разработки, обустройства и добычи в Научно-Техническом Центре компании. На основе онлайн-данных и специализированного программного обеспечения специалисты соз-

дают ИММ и адаптируют ее к истории разработки. Далее обновленные элементы ИММ дополняются библиотеками алгоритмов обработки информации и в режиме реального времени выдают специалистам на нефтепромысле предложения по оптимизации технологического режима работы систем месторождения на основе технико-экономических показателей ограничения. Инструменты ИММ дают возможность оценивать перспективы развития актива и «возврата инвестиций» в разные моменты времени. Данная функция ИММ становится особенно востребована в условиях высокой волатильности цены на нефть. Таким образом, результатом вложений в построение ИММ в случае ее реализации как ядра цифрового месторождения становится обеспечение прозрачности и скорости принятия решений в ходе процессов добычи нефти.

Для того чтобы ядро ИММ цифрового месторождения заработало необходимо провести технологическую трансформацию существующих методов работы сотрудников: от технических специалистов, работающих непосредственно на промысле, до экспертов-аналитиков в научно-техническом центре компании. Кроме модернизации рабочих процессов, необходимо уделить особое внимание мотивации сотрудников на основе ключевых показателей эффективности работы месторождения. Интеграция ключевых показателей эффективности с моделью технико-экономических ограничений режима и

аналитическими инструментами ИММ подготовки управленческих решений будет снижать риски финансовых потерь. Личная заинтересованность сотрудника в достижении ключевых показателей эффективности цифрового месторождения приведет к ускорению подготовки упреждающего действия по недопущению появления осложнения. При такой системе ИММ становится инструментом снижения геолого-технологической неопределенности параметров месторождения, а модель ограничений с ключевыми показателями эффективности работы мотивирует сотрудников к доскональному изучению месторождения и поиску методов увеличения добычи нефти с наименьшими затратами (рис. 2).

МОДЕЛЬ ОГРАНИЧЕНИЙ

Модель ограничений, или технико-экономическая модель показателей ограничений, соединенная по точкам ограничения с ИММ, позволяет реализовать малый, средний и длинный циклы управления активом (табл. 3). Малый цикл – конфигурирует ИММ, проводится ежедневно/еженедельно по точкам ограничения на скважинах, в системе сбора и подготовки нефти путем контроля дебита и конфигурации технологического режима работы эксплуатационного оборудования. Средний цикл – управляет потерями и проводится еженедельно/ежемесячно/ежеквартально по точкам ограниче-

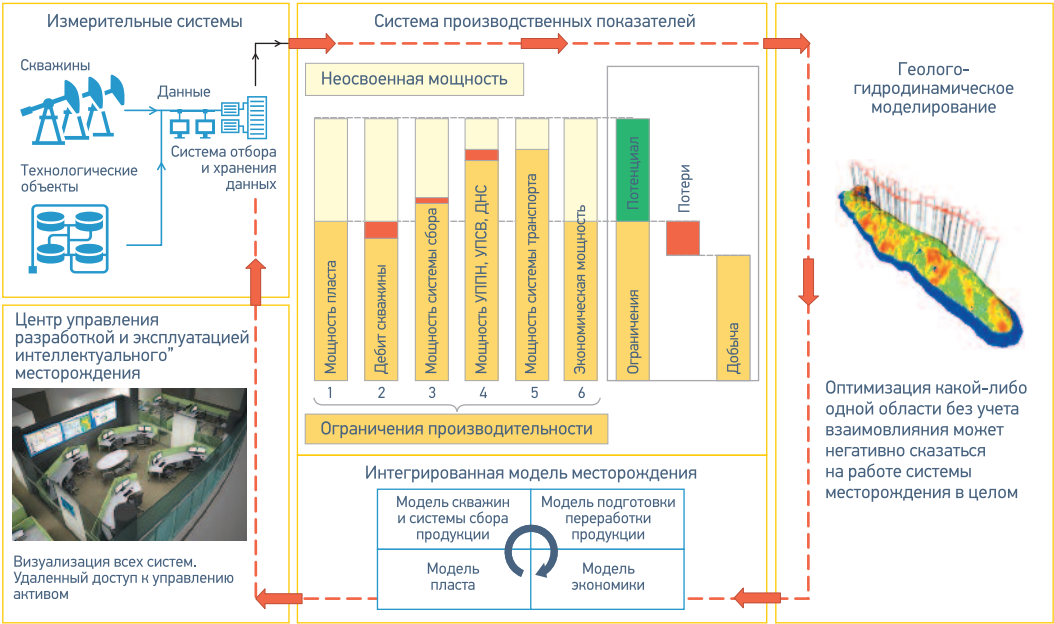


Рис. 2. Управление разработкой и эксплуатацией цифрового месторождения на основе ИММ и модели технико-экономических показателей ограничения [13]

Таблица 3

Параметры	Цикл		
	малый	средний	длинный
Наименование действия цикла модели ограничений	Конфигурация	Управление потерями	Управление нераскрытым потенциалом
Временные рамки	Ежедневно/еженедельно	Еженедельно/ежемесячно/ежеквартально	Ежеквартально/ежегодно/1 раз в 3 года
Направления сокращения ограничений	Увеличение использования	Увеличение использования и доступности. Снижение неопределенности	Повышение доступности. Снижение неопределенности
Точка ограничения коллектора	Не применимо	ГТМ, ОПИ, ПЭ, оптимизация ППД	Проектирование новой/совершенствование старой системы разработки, бурение новых скважин, бурение боковых стволов, применение методов увеличения нефтеотдачи
Точка ограничения на скважинах и в системе сбора	Настройка технологического режима, контроль дебита	Сокращение простоев скважин, оптимизация механизированной добычи	Повторное бурение, перевод скважин на механизированную добычу, повторное заканчивание
Точка ограничения в системе подготовки	Контроль рабочего состояния оборудования	Сокращение ненужных простоев, техническое обслуживание	Строительство новых сооружений, модернизация старых

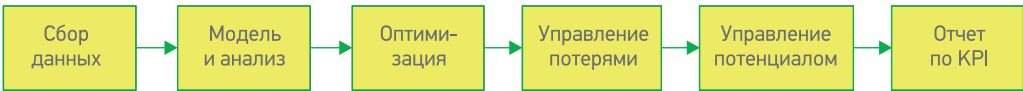


Рис. 3. Цикл проектирования геологии и разработки месторождений (управления точкой ограничения по коллектору) в модели ограничений

ния на коллекторе, скважинах, в системе сбора и подготовки нефти путем планирования и проведения ГТМ, опытно-промысловых испытаний (ОПИ), промышленной эксплуатации (ПЭ), оптимизации ППД и сокращения времени простоя скважин. Длинный цикл – управляет нераскрытым потенциалом актива и проводится ежеквартально/ежегодно один раз в 3 года по точкам ограничения на коллекторе, скважинах, в системе сбора и подготовки нефти путем проектирования новой системы разработки, бурения новых скважин, повторного бурения, перевода скважин на механизированную добычу, повторного заканчивания, строительства новых сооружений и реконструкции/модернизации старых. Часть среднего и полный длинный цикл принятия решений по управлению активом в ПАО «Газпром нефть» реализуется концептуальным проектированием геологии и разработки месторождений на этапах «Оценка» и «Выбор» [14]. Ключевым элементом данной системы является интегратор, который объединяет модули: проектирования бурения скважин (WellPlanning); решения оптимиза-

ционных задач по пласту, скважинам, наземному обустройству (ECLIPSE, PIPESIM, HYSYS); кост-инжиниринга (Merak PEEP). Интегратор позволяет оптимизировать поиск решений в области разработки и обустройства месторождений на стратегическом и тактическом уровнях принятия решений по управлению активом. Устойчивость и результативность применения ИММ появляется в случае сходимости результатов моделирования и промысловых данных. В условиях, когда исходной информации для расчетов на стадиях проекта «Оценка» и «Выбор» недостаточно, необходимо ускорить итерационный цикл концептуального проектирования геологии и разработки месторождений. Однако ускорение процесса приведет к потере информации по точкам ограничения ИММ. В этом случае, если подключить модель ограничения к процессу концептуального проектирования, методология управления процессом останется неизменной (рис. 3), но такой подход позволит на любых этапах стадий «Оценка» и «Выбор» вносить корректировки по точкам



# РАЗВИТИЕ ТЕХНОЛОГИЙ МОДЕЛИРОВАНИЯ PVT-СВОЙСТВ В БЛОКЕ РАЗВЕДКИ И ДОБЫЧИ ПАО «ГАЗПРОМ НЕФТЬ»

TECHNOLOGY DEVELOPMENT PVT SIMULATIONS IN THE UPSTREAM DIVISION  
OF GAZPROM NEFT COMPANY

**Д.А. Серебрякова, А.С. Маргарит**

Научно-Технический Центр «Газпром нефти» (ООО «Газпромнефть НТЦ»),

**Электронный адрес:** Serebryakova.DA@gazpromneft-ntc.ru

**Ключевые слова:** PVT-моделирование, фазовое состояние, анализ данных, корреляция

**D.A. Serebryakova, A.S. Margarit**

Gazpromneft NTC LLC, RF, Saint-Petersburg

In the world practice the increasing attention is paid to PVT simulations. The share of hydrocarbon fields, the fluids of which are characterized by complex behavior when changing geological and physical conditions, increases. Number of publications, devoted to PVT-modeling, grows with every year, the complexity of models increases. On the one hand, this helps to increase the accuracy of the forecast and to adopt an optisolution in the design and development of deposits, on the other - often slows the process of preparation of PVT of data

**Keywords:** PVT simulations, phase behavior, data analysis, correlation

**DOI:** 10.24887/2587-7399-2018-3-75-77

## ВВЕДЕНИЕ

В мировой практике PVT-моделированию уделяется все большее внимание в связи с увеличением доли месторождений углеводородов, флюиды которых характеризуются сложным поведением при изменении геолого-физических условий. Число публикаций, посвященных PVT-моделированию, растет с каждым годом, сложность моделей повышается. С одной стороны, это помогает увеличить точность прогноза и принять оптимальное решение при проектировании и разработке месторождений, с другой – часто замедляет процесс подготовки PVT-данных.

## ТЕХНОЛОГИИ PVT-МОДЕЛИРОВАНИЯ И ИХ СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ

На мировом рынке представлены различные коммерческие программы, использующие PVT-моделирование, как узкоспециализированные (созданные только для PVT-моделей), так и решающие в комплексе задачи моделирования и аналитики. При работе с

каждой программой пользователи нередко сталкиваются с проблемой выбора настроечных параметров при отсутствии четких и доступных рекомендаций, что связано как с отсутствием однозначных и емких регламентов работы, так и с постепенным увеличением числа инструментов. Таким образом, специалисты каждого направления нефтяного инжиниринга, так или иначе использующие информацию о физико-химических свойствах флюидов, часто не имеют инструмента PVT-моделирования, удовлетворяющего требованиям, необходимым для потокового применения в работе. Композиционное моделирование основано на уравнениях термодинамики и уравнениях состояния. При большом числе параметров и требовании к углубленности знаний при работе в композиционных симуляторах инженерам, не занимающимся непосредственно PVT-моделированием, но нуждающимся в достоверных данных, трудно выполнить настройку PVT-модели. В связи с этим остро стоит задача создания максимально автоматизированного инструмента.

ограничения интегратора ИММ. В таком случае интегратор – это не только программное обеспечение, для объединения модулей инструментов концептуального проектирования, но и инструмент управления ограничениями в активе.

Каждый этап управления точками ограничения будет реализовываться с частотой цикла, направленной на повышение добычи нефти, увеличение коэффициента извлечения нефти, повышение NPV и PI, сокращение операционных затрат и неопределенностей, минимизацию рисков. Сокращение времени цикла приведет к ускорению процесса подготовки решений.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Взаимосвязь ИММ и цикла управлений точками ограничений в модели ограничений является методологией поиска устойчивого решения по управлению активом в непре-

рывном режиме. Данная методология синхронизирует процессы получения, обработки и анализа информации по объектам разработки и развития инфраструктуры месторождений, и базируется на ускорении циклов получения исходных данных по точкам ограничений за счет применения программно-аппаратных средств и алгоритмов в производственных процессах ПАО «Газпром нефть». В результате применения ускоренного и структурированного по точкам ограничений ИММ процесса поддержки принятия решений в виде модели ограничений повышается экономическая ценность актива.

## Список литературы

1. By Ian J.Hardy, Gordon P. Wetzel. Automated Production Systems //SPE 10005. – MS. – 1982.
2. Оптимизация добычи: от продуктивного пласта до пункта подготовки нефти и газа // Э. Барбер, М.Е. Шиппен, С. Баруа [и др.] / Нефтегазовое обозрение. – 2008. – Т. 19. – № 4. – С. 22–37.
3. Маргелов Д.В. Месторождение на ладони – инновационный взгляд на перспективу интеллектуальных месторождений // Инженерная практика. – 2010. – №9. – С.43–46.
4. Власов А.И., Андреев К.В., Поплыгин В.В. Потенциальные возможности создания интеллектуальных месторождений в Группе компаний «ЛУКОЙЛ»// Газовая промышленность. – 2014. – № 7. – С. 43–45.
5. Гульдемонд Э., Акда Л., Андронов М. Организация и управления ИТ для «Умных месторождений» // SPE 160557. – RU. – 2012.
6. Инженерное программное обеспечение // Материалы презентации компании Petroleum Experts. – <http://itps.com/uploads/files/Petex%20IPM%20Brochure%20RUS.pdf>.
7. Оптимизация процессов управления добычей нефти при внедрении технологий «интеллектуального месторождения» на Самотлорском месторождении / С.Д. Шевченко, В.А. Навозов, Д.В. Миронов [и др.] // SPE 161978. – 2012.
8. Березина А.А., Череповицын А.Е. Экономическая концепция нефтегазового «интеллектуального» месторождения // Нефтяное хозяйство. – 2014. – № 14. – С.14–15.
9. Еремеев Н.А. Управление разработкой интеллектуальных месторождений нефти и газа: в 2 кн. Кн. 1. – М.: РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2011.
10. Гришлагин Г.Б. Современная разработка нефтяных месторождений – проблемы моделирования. – М.: Недра, 1979. – 303 с.
11. Integrated modeling of the El Furrial field Asset Applying Risk and uncertainty analysis for the decision making // L.M. Acosta, J. Jimenez, A. Guedez [et al.] // SPE 94093. – 2005.
12. Гришлагин А.В. О проблемах интеграции системы пласт – скважина - обустройство – экономика на примере проекта разработки Западно-Коммунарского нефтяного месторождения // Научно-технический вестник ОАО «НК «РОСНЕФТЬ». – 2009. – № 1. – С. 30–35.
13. Власов А.И. Умное месторождение для оптимального промысла // Материалы журнала медиапортала сообщества ТЭК. – 2014. – № 5. – С. 38–43.
14. Интегрированная модель для комплексного управления разработкой и обустройством месторождений» / Р.Р. Исмагилов, М.М. Хасанов, Ю.В. Максимов [и др.] // Нефтяное хозяйство – 2014. – № 12. – С. 74–76.

## Reference

1. Hardy I.T., Wetzel G.P., *Automated production systems*, SPE 10005-MS, 1982.
2. Barber E., Shippe M., *Neftgazovoe obozrenie*, 2007–2008, URL: [https://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield\\_review/ors07/win07/optimizing.pdf](https://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield_review/ors07/win07/optimizing.pdf)
3. Margelov D.V., *The deposit on the palm - an innovative perspective on the prospects of intellectual deposits* (In Russ.), Inzhenernaya praktika, 2010, no. 9, pp. 43–46.
4. Vlasov A.I., Andreev K.V., Poplygin V.V., *Potential opportunities for the creation of intellectual deposits in the LUKOIL Group* (In Russ.), Gazovaya promyshlennost', 2014, no. 7, pp. 43–45.
5. Gul'demond E., Akda L., Andronov M., *IT Governance and Organization in Smart Oil Fields* (In Russ.), SPE 160557-RU, 2012.
6. URL: <http://itps.com/uploads/files/Petex%20IPM%20Brochure%20RUS.pdf>.
7. Shevchenko S.D., Navozov V.A., Mironov D.V. et al., *Oil production process optimization resultant from intelligent field technologies implementation in Samotlorskoe field* (In Russ.), SPE 161978, 2012.
8. Berezina A.A., Cherepovitsyn A.E., *Economical conception of oil&gas smart fields* (In Russ.), Neftyanoe khozyaystvo = Oil Industry, 2014, no. 4, pp. 14–15
9. Eremin N.A., Eremin A.L.N., Eremin A.N., *Upravlenie razrabotkoy intellektual'nykh mestorozhdeniy* (Management of the development of intellectual deposits), Moscow: Publ. of Gubkin Oil and Gas State University, 2011, Part 1, p. 9.
10. Crichlow H.B., *Modern reservoir engineering: a simulation approach*, Prentice-Hall Inc., New Jersey, 1977.
11. Acosta L.M., Jimenez J., Guedez A. et al., *Integrated modeling of the Furrial Field Asset applying risk and uncertainty analysis for the decision taking*, SPE 94093, 2005.
12. Grishagin A.V., *On the problems of integration of the reservoir-well system - arrangement - the economy by the example of the West-Kommunarskoye oil field development project* (In Russ.), Nauchno-tehnicheskiiy vestnik OAO "NK "Rosneft", 2009, no. 1, pp. 30–35.
13. Vlasov A.I., *Smart field for optimal oil field* (In Russ.), Zhurnal-daydzhest EnergyLand.info, 2014, no. 5, pp. 38–43.
14. Ismagilov R.R., Khasanov M.M., Maksimov Yu.V. et al., *Prospects of energy optimization on Gazprom Neft JSC objects with use of hydrocarbons* (In Russ.), Neftyanoe khozyaystvo = Oil Industry, 2014, no. 12, pp. 74–76.