



А. И. Власов, А. Ф. Можчиль
Научно-Технический Центр «Газпром нефть» (ООО «Газпромнефть НТЦ»)

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

Газпромнефть НТЦ: от цифрового к интеллектуальному месторождению

Gazpromneft NTC: From Digital to Intelligent Fields

ВВЕДЕНИЕ

Растущие затраты на освоение новых нефтегазовых месторождений в условиях колебания спроса на углеводороды заставляет недропользователя 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,

INTRODUCTION

Rising costs associated with the development of new oil and gas fields in the face of fluctuating demand for hydrocarbons are forcing subsurface users to develop and implement new efficient technologies that reduce the cost of production. The remoteness of new fields from the existing infrastructure, the commissioning of new production targets and their connection to the existing field facilities system, as well as the harsh climatic conditions at play make the management of oil and gas assets more and more complicated. This requires optimal technological decisions aimed at eliminating risks that influence the effectiveness of management

направленных на устранение рисков, влияющих на эффективность управленческих решений. Вычислительные информационные технологии 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 2003г. 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).

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];

decisions. Computer-based information technologies supporting the oil and gas industry have been on the rise since the beginning of 1980 [1]. By the end of 2000, they had evolved into an array of individual software tools used for modeling reservoirs, piping networks, and oil and gas treatment facilities, as well as for financial and economic modeling of assets. The evolution of digital field technologies proceeded from simple to complex: from measurements, recording, analysis, and aggregation of field data to analytical systems that solve problems across the entire field, being linked together by a unified data gathering network.

From the early 20th century to the present time, the two factors that have gained principal importance for ensuring breakthrough advances in finding optimal field development and operation solutions are the acceleration of data processing and the evaluation of sustainable feasibility of solutions through intelligent technologies [2]. Such computer information systems make it possible to automate the collection, filtering, storage, and processing of data, to describe the physical processes at work, to

Компания Company	Технология Technology
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 Operations
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
IAQM, ADCO	Интегрированная модель управления активами Integrated Asset Operation Model
Газпром нефть Gazprom Neft	Цифровое месторождение Digital Field
ЛУКОЙЛ LUKOIL	Интеллектуальное месторождение Intelligent Field

Таблица 1. - Table 1.

- 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 обуславливается 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 условиях отсутствия цифровых систем управления месторождением информация собирается и используется после возникновения события, но в этом случае проблема

predict hydrocarbon production, and to visualize the key parameters for management decisions. The main challenges that come in the way of those designing such systems are how to control large pools of oil-field data and to ensure high-quality processing and intelligible visualization of the same.

From 2003, leading oil and gas companies and their research centers got busy developing a wide range of new methods for field information management [3].

The new-gen technology based on integrating a combination of hardware and software tools into the production processes of oil and gas companies has been given various names and has had its elements configured in a variety of ways (see Table 1).

Each company comes up with its own definition of this technology based on an understanding of its current needs for methods of solving production problems. The literature offers many definitions of this concept, including the following:

- an intelligent field is a dynamic system of interconnected technologies and business processes that ensure an increase in the economic efficiency of all the elements of production and management of oil and gas assets [4, 5];
- a digital field is a software package that comprises a suite of applications making it possible to describe the field behavior on a computer [6];
- an intelligent field is a process of generating added value in oil and gas assets by creating a cycle of data collection, modeling, decision-making and related performance [7];
- an intelligent field is a system of oil and gas field operations management, which includes a set of business processes aimed at optimizing production and reducing financial losses by timely identification of problems and rapid decision-making by multidisciplinary teams based on data obtained in real time [8].

Nevertheless, a precise definition that would highlight the essence of this technology does not yet exist, since its ideal architecture must provide for the emergence of artificial intelligent systems, which is not yet possible. However, some modern developments in information technology and high-tech equipment create the conditions for exercising cybernetic control over individual elements of the field. One recent trend is the widespread use of systems known as the Smart Well, the Smart Oil Field, Integrated Modeling, Integrated Activity Planning, etc. The intelligent field should be equipped with software that conforms to cutting-edge developments in information technology.

The effectiveness of the digital field, as a combination



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

Fig 1. Lifespans of proactive measures taken to prevent complications

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

of intelligent systems, is due to the close integration of intelligent equipment and analytical information products into production business processes, such that, whenever an abnormality is detected, those integrated solutions will provide recommendations for eliminating possible risk. The quality of such solutions is ensured by combining operational data for all the field's systems with an integrated asset model supplemented by analytical libraries, which will enable experts to analyze a particular process system and will issue suggestions on how they can optimize it and what losses it can sustain in the future (proactive protection). In the absence of digital field management systems, information is collected and used after an event has occurred, i. e. when the problem already exists, which means that trouble-free field operations may be at risk, and complications may arise (see Fig. 1) [9].

INTEGRATED FIELD MODEL

The Digital Field technology binds together all the stages of commercial exploitation of an asset. At the core of this technology is an Integrated Field Model (IFM), ideally one possessing algorithms for receiving and processing data from remote field development control systems. An IFM will include mathematical models of the reservoir, fluids, wells, and surface facilities of the field, all constructed based on the totality of field data available. An IFM makes it possible to integrate models of the well and its gathering system with larger models of the reservoir and field facilities, as well as to update the model in real time. Based on an IFM, you can automate your surveillance/monitoring processes and predict the operation situation for each component of the field's systems while avoiding laborious, manually-intensive processes. An IFM is constructed with a view to increasing the effectiveness of each individual system as well as of the asset as a whole, considering the way its systems affect each other. An IFM provides an opportunity to reasonably assess the current

Компания Company	Месторождение Field	Программное обеспечение Software	Управленческие решения Management decisions	Примечание Notes
ПАО «НК «Роснефть» Rosneft Oil Company PJSC	Северо-Комсомольское, объект ПК ₁ Severo-Komsomolskoye Field, PK ₁ layer	Набор макросов в среде MS Excel A set of macros in 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 Drilling horizontal wells with long horizontal sections; using modern completion technologies to limit sand production. Optimizing the infrastructure and reducing its cost. Combining production and sale of oil and gas	Оптимизация общих капитальных вложений, увеличение прибыли более чем на 20% Optimizing total capital investments, increasing profits by more than 20%
ПАО «НК «Роснефть» Rosneft Oil Company PJSC	Уренгойское газоконденсатное, ачимовские газовые пласты Ач ₃₋₄ , Ач ₅ Urengoiskoye Gas and Condensate Field, Achimov gas formations: Ach ₃₋₄ , Ach ₅	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 Optimizing the drilling schedule by reservoir and stabilizing the production profile by drilling a large number of wells in the early period. Identifying the locations of gas condensate pockets in the pipelines	Достигнут плановый профиль добычи. Скорректированы даты ввода компрессорной станции. Выявлены проблемные участки трубопроводов Achieved the planned production profile. Adjusted the commissioning date for the compressor station. Identified problem areas in the pipelines
ПАО «НОВАТЭК» NOVATEK PJSC	Южно-Тамбейское газоконденсатное Yuzhno-Tambeyskoye Gas and Condensate Field	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 Reducing the diameters and the total number of pipes comprising the gathering network by creating parallel transport lines that support switching across flow channels to ensure the network is fully loaded	Уменьшение металлоёмкости системы сбора на 40% по сравнению традиционным подходом к проектированию (при сохранении пропускной способности сети). Экономия CAPEX около 260 млн. долл. США Reducing the metal consumption of the gathering system by 40% compared to the traditional design approach (while maintaining the network's flow capacity). CAPEX savings of about US\$ 260 million

Таблица 2. - Table 2.

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, нефтепромышленного, экономического моделирования месторождения. Они стали неотъемлемым элементом планирования мероприятий по разработке или оптимизации работы нефтяных и газовых месторождений и

operational state of the systems, to foresee possible issues, and to suggest measures to prevent them.

The concept of IFM is inextricably linked with that of integrated design, which first emerged in the 1960s, and whose primary purpose was to ensure comprehensive optimization of well operation processes while streamlining the performance of surface installations, pumping equipment, and other facilities during the modeling of oil field development [10]. Today, it is effectively complemented by IFM tools—programs that integrate all the core disciplines of the asset (geology, development, drilling and completion, oil production, facilities construction, economics, environmental concerns, risk analysis) for effective field exploitation planning from the business point of view [11]. The IFM has already proven its effectiveness in supporting decision-making in Russian companies (see Table 2).

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 взаимовлияния 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 развития объектов разработки месторождений и их инфраструктуры. Данный подход может быть реализован с использованием ИММ и требует формирования следующих компонентов ИММ цифрового месторождения:

Today, however, field modeling practice is limited to individual geo-hydrodynamic, oilfield engineering, and economic modeling tools, which are used far and wide. They have become an integral part of planning for oil and gas field development and performance optimization activities as well as a toolkit used for the calculation of process parameters when drafting design and engineering documents for field development projects. One major disadvantage here is the lack of a unified field model, which would include all the elements of integrated planning.

Geo-hydrodynamic modeling (GHDM) tools are good at describing a reservoir's development targets, but an attempt to use them comprehensively to analyze the entire field will cause difficulties. It is known, for example, that field-specific development projects demonstrate an imbalance between the fluid volume required for the operation of the reservoir pressure maintenance (RPM) system and the excess water accumulated at the nodes of the gathering system, which makes the design of surface facilities more complicated [12]. This is due to the lack of coordination between the development projects and the facilities construction projects. If ever there is any data exchange between the system components being designed, it is maintained in the form of spreadsheets that do not take into account how individual field elements affect each other, and how uncertain their parameters are. When technology solutions or injection modes change, this will affect the performance figures for one system but will leave the other one unchanged, because the spreadsheets are not connected to the system. A material deficiency of such a process is that the elements are modeled at one single point in time, which is unacceptable for analyzing the system at another point and calls for an adjustment of the inputs for the development history. Thus, the traditional GHDM method cannot take into account the dynamics of field development (how the flow rate changes in an existing well and as a result of drilling new wells, how oil production increases after specific well-work activities ("GTM", etc.). The lack of interconnection between the GHDM tool and a field-wide gathering system can lead to significant complications, such as irregular drilling or overestimated / underestimated equipment performance.

INTEGRATED FIELD MODEL TOOLS

In order to eliminate or minimize complications that may aggravate the field performance and to increase the sustainability of a design decision against the uncertainties at work, we must synchronize the processes used to elaborate the field's development targets and their infrastructure. This approach can be implemented using IFM and requires that the following IFM components be set up for a digital field:

- 1) algorithms for collecting, storing, structuring, validating,

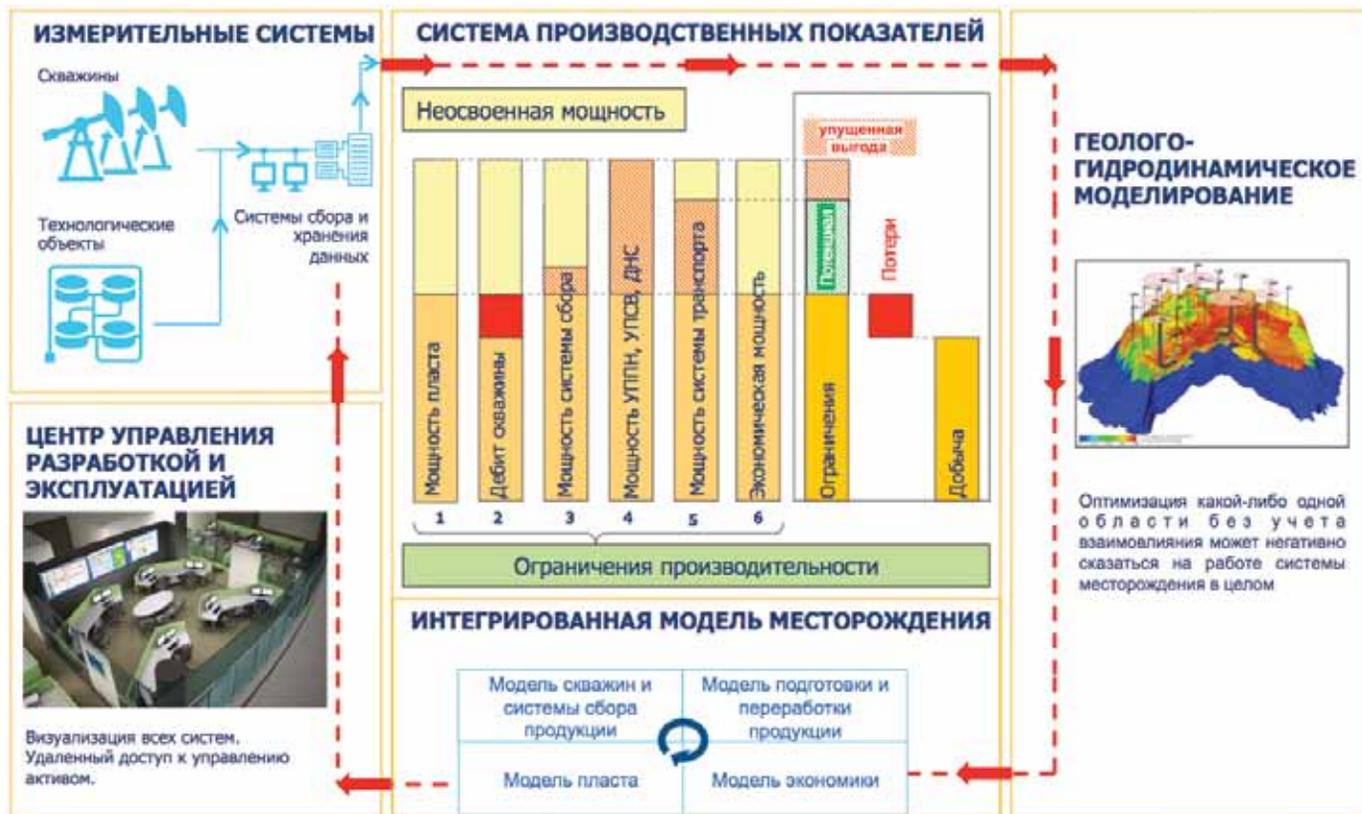


Рис. 2. Управление разработкой и эксплуатацией цифрового месторождения на основе ИММ и модели технико-экономических показателей ограничения [13]

- 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 создают ИММ и адаптируют ее к истории разработки. Далее обновленные элементы ИММ дополняются библиотеками алгоритмов обработки

- and filtering field data from various sources;
- 2) tools for modeling all elements of the integrated field system (GHDM, wells, gathering system, treatment system, economics);
- 3) integration of engineering data analysis methods based on their processing in models with decision support algorithms.

The development of data processing algorithms means setting up communication channels to and from oil-field telemetry systems, chemical analysis laboratories, drilling rigs, and other information sources present in the field, and maintaining real-time communications in them. An integrated field system modeling tool means a specialized software package that is used by experts specializing in geology, drilling, development, facilities, and production at the company's Research and Engineering Center. Those experts use the online data and specialized software available to them to create an IFM and adjust it for the development history. Next, the updated IFM elements, enhanced with libraries of information processing algorithms, are used to help experts in the oil field by following their work in real time and making suggestions on how to optimize the operating process parameters of the field systems based on technical and economic constraint indicators.

IFM tools make it possible to evaluate an asset's growth prospects and RoI potential at different points in time.

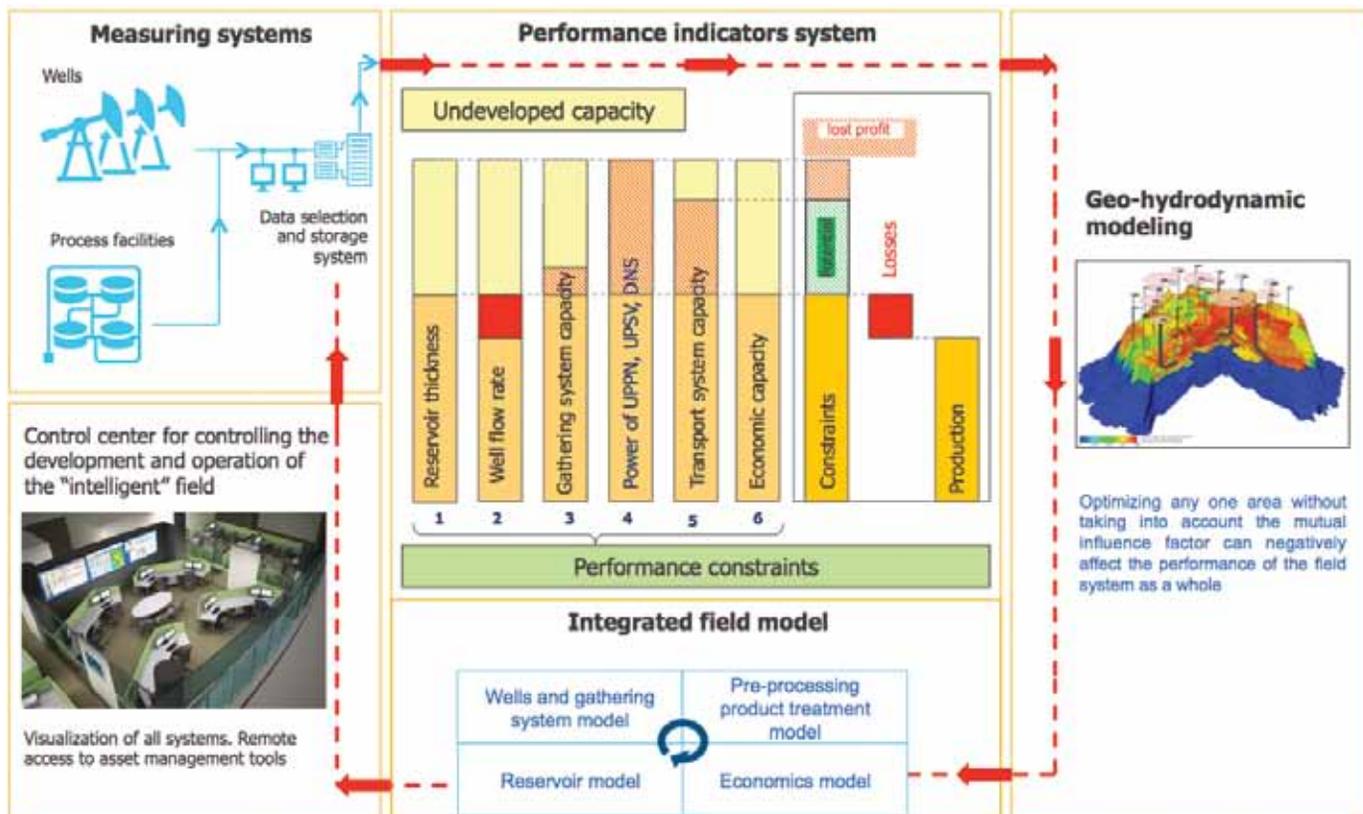


Fig 2. Managing the development and operation of a digital field based on an IFM and a technical and economic constraint indicators model [13]

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 экспертоаналитиков 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

This IFM function is becoming especially popular in the face of high volatility in oil prices. An investment in IFM construction (if the IFM is correctly implemented as the core of a digital field) will, thus, help secure transparency and faster decision-making during oil production processes.

If we want the IFM core of the digital field to work, we should transform the technique of how our employees, from technical specialists working directly in the field to analysts at the company's Research and Engineering Center, do their work. In addition to modernizing workflows, special attention must be paid to employee motivation based on the field's key performance indicators. By integrating those key performance indicators with a technical and economic constraints model to control our operation modes and with analytical IFM tools to help prepare management decisions, we will be able to reduce the risks of financial losses. If an employee takes a personal interest in achieving the digital field's key performance indicators, this will speed up their proactive responses that will prevent complications from occurring. With such a system, the IFM becomes a tool for reducing the geological and technological uncertainty of the field parameters, and the constraints model with key performance indicators motivates employees to thoroughly study the field and search for methods to increase oil production at the lowest cost (see Fig. 2).

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).

CONSTRAINTS MODEL

A constraints model, also known as a technical and economic constraint indicators model, linked to the IFM at its constraint points, makes it possible to implement the short, medium, and long-term asset management cycles (see Table 3).

Short-term cycle— that configures the IFM, is carried out daily / weekly at the constraint points attributable to the wells and the oil gathering and treatment system by monitoring the flow rate and the process mode configurations of the production equipment. Medium-term cycle—manages losses and is carried out weekly / monthly / quarterly at the constraint points attributable to the reservoir, the wells, and the oil gathering and treatment system by planning and conducting well-work activities (GTO), pilot tests, commercial production activities, RPI optimizations, and reducing well downtimes. Long-term cycle—manages the untapped potential of the asset and is carried out

Параметры Parameters	Цикл / Cycle		
	малый / short-term	средний / medium-term	длинный / long-term
Наименование действия цикла модели ограничений Activity specific to the respective constraints model cycle	Конфигурация Configuration	Управления потерями Loss management	Управление нераскрытым потенциалом Untapped potential management
Временные рамки Time frame	Ежедневно/еженедельно Daily / weekly	Еженедельно/ежемесячно/ ежеквартально Weekly / monthly / quarterly	Ежеквартально/ежегодно/1 раз в 3 года Quarterly / annually / once in 3 years
Направления сокращения ограничений Focus areas for reduction of constraints	Увеличение использования Increasing utilization	Увеличение использования и доступности. Снижение неопределенности Increasing utilization and availability. Reducing uncertainty	Повышение доступности. Снижение неопределенности Increasing availability. Reducing uncertainty
Точка ограничения коллектора Reservoir constraint point	Не применимо Not applicable	ГТМ, ОПИ, ПЭ, оптимизация ППД Well-work activities (GTM), pilot tests, commercial production, RPM optimizations	Проектирование новой/ совершенствование старой системы разработки, бурение новых скважин, бурение боковых стволов, применение методов увеличения нефтеотдачи Designing a new development system or improving the old one, drilling new wells, drilling sidetracks, applying enhanced oil recovery techniques
Точка ограничения на скважинах и в системе сбора Constraint point at the wells and in the gathering system	Настройка технологического режима, контроль дебита Process mode setup, flow rate monitoring	Сокращение простоев скважин, оптимизация механизированной добычи Reducing well downtime, optimizing artificial lift performance	Повторное бурение, перевод скважин на механизированную добычу, повторное заканчивание Re-drilling, conversion of wells to artificial lift applications, re-completion
Точка ограничения в системе подготовки Constraint point in the treatment system	Контроль рабочего состояния оборудования Monitoring the working condition of the equipment	Сокращение ненужных простоев техническое обслуживание Reducing unnecessary downtime, performing maintenance	Строительство новых сооружений модернизация старых Constructing new facilities, upgrading old ones

Таблица 3. - Table 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 ограничения 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/еже год но 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 оптимизационных 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

quarterly / annually / once in 3 years at the constraint points attributable to the reservoir, the wells, and the oil gathering and treatment system by designing a new development system, drilling new wells, re-drilling, converting wells to artificial lift applications, re-completion, building new facilities and redeveloping/upgrading new ones.

In Gazprom Neft PJSC, parts of the medium-term cycle and the entire long-term cycle for asset management decision-making are implemented via conceptual field-geology and field-development design at the Assessment and Selection stages [14]. A key element of this system is the integrator, which integrates modules with the following functions: well planning (WellPlanning); solving optimization problems for the reservoir, wells, and surface facilities (ECLIPSE, PIPESIM, HYSYS); cost engineering (Merak PEEP). The integrator makes it possible to optimize the search for solutions in field development and facilities construction at the strategic and tactical levels of asset management decision-making.

The sustainability and effectiveness of IFM application are made visible if the simulation results and the field data converge. Where the source information available for calculations at the Assessment and Selection stages of the project is not sufficient, the iteration cycle of the conceptual field-geology and field-development design process must be accelerated. However, the acceleration of the process will result in information losses at IFM constraint points. In this case, if you link the constraints model to the conceptual design process, the process management methodology will remain unchanged (see Fig. 3), but such an approach will enable you to make constraint point-specific adjustments to the IFM integrator settings at any stages of the Assessment and Selection stages. Here, the integrator will not only act as integration software linking together individual conceptual design tool modules but will also become a tool for managing constraints in an asset.

Each stage of constraint points management will be implemented with a cycle frequency aimed at boosting oil production, increasing oil recovery rates, improving NPV and PI, reducing operating costs and uncertainties, and minimizing risks. Shorter cycle times will speed up the decision-making process.

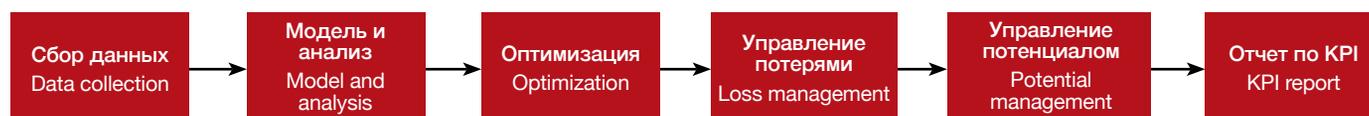


Рис. 3. Цикл проектирования геологии и разработки месторождений (управления точкой ограничения по коллектору) в модели ограничений

Fig 3. Field geology and field development design cycle (reservoir-specific constraint point control cycle) in the constraints model

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 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 непрерывном 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. Гульдмонд Э., Акда Л., Андронов М. Организация и управления ИТ для «Умных месторождений» // SPE 160557. – RU. – 2012.

CONCLUSION

The relationship between the IFM and the constraint points management cycle in the constraints model is a continuous-action methodology for finding sustainable asset management solutions. This methodology synchronizes the processes of obtaining, processing, and analyzing information on field-development and infrastructure-building targets and is based on an acceleration of cycles of constraint point-specific input data acquisition through the use of software and hardware tools and algorithms in Gazprom Neft's production processes. Applying such an accelerated decision-making process, structured using the IFM constraint points, in the form of a constraints model results in increased economic value of the asset.

BIBLIOGRAPHY

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. Гульдмонд 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. Еремени 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. Гричлоу 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

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. Еремич 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. Гричлоу Г.Б. Современная разработка нефтяных месторождений – проблемы моделирования. – М.: Недра, 1979. – 303 с.
- 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 optimization in the design and development of deposits, on the other - often slows the process of preparation of PVT of data
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. Гришагин 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.

Авторы статьи: А.И. Власов, А.Ф. Можчи́ль
Научно-Технический Центр «Газпром нефти» (ООО «Газпромнефть НТЦ»)

Материал любезно предоставлен компанией ПАО «Газпром нефть» и журналом «PRONEFT»

Article authors: A. I. Vlasov, A. F. Mozhchil
Gazpromneft Science and Technology Centre (Gazpromneft NTC LLC)

Published with thanks to Gazprom Neft & PRONEFT Magazine

for the decision making // L.M. Acosta, J. Jimenez, A. Guedez [et al.] // SPE 94093. – 2005. 12. Гришагин 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

- Hardy I.T., Wetzel G.P., Automated production systems, SPE 10005-MS, 1982.
- Barber E., Shippe M., Neftgazovoe obozrenie, 2007–2008, URL: https://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield_review/ors07/win07/optimizing.pdf
- 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.
- 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.
- Gul'demond E., Akda L., Andronov M., IT Governance and Organization in Smart Oil Fields (In Russ.), SPE 160557-RU, 2012.
- <http://itps.com/uploads/filesPetex/20IPM/20Brochure/20RUS.pdf>
- 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.
- 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
- Eremin N.A., Eremin A.I.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.
- Crichlow H.B., Modern reservoir engineering: a simulation approach, Prentice-Hall Inc., New Jersey, 1977.
- 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.
- 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-tekhnicheskii vestnik ОАО «НК «Rosneft'», 2009, no. 1, pp. 30-35.
- Vlasov A.I., Smart field for optimal oil field (In Russ.), Zhurnal-daydzhest EnergyLand.info, 2014, no. 5, pp. 38-43.
- 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. 74-7.