

Повышение нефтеотдачи на основании новых концепций разработки месторождений

Increasing Recovery Through New Reservoir Management Concepts

Авторы: Olwijn Leeuwenburgh, Lies Peters, Frank Wilschut, Remus Hanea, Oscar Abbink и Peter van Hooff, TNO

Olwijn Leeuwenburgh, Lies Peters, Frank Wilschut, Remus Hanea, Oscar Abbink and Peter van Hooff, TNO

Повышение отдачи всего на один процент может добавить около 80 миллиардов баррелей нефти в мировых масштабах. Нефтяные компании осознали этот потенциал и поставили задачу повышения коэффициента нефтеотдачи своих месторождений не менее чем до 70%. Важную роль в реализации этой цели будут играть современные разработки в области технологий бурения и освоения скважин, а также новые методики повышения нефтеотдачи (IOR). Не менее существенный вклад ожидается от внедрения усовершенствованных концепций разработки месторождений.

Типичная сегодняшняя промышленная практика заключается в том, что решения по предстоящей разработке месторождения базируются на моделировании сценариев разработки на модели одиночного пласта, которая согласуется с данными по добыче путем длительного подбора вручную весьма ограниченного набора параметров месторождения. В последние годы выросло понимание того, что сценарии предстоящих разработок следует проверять на многих геологических реализациях модели месторождения с целью учета неизбежной неопределенности наших сведений о свойствах пласта в масштабах, меньших расстояний между скважинами. Соответственно, многие производители программного обеспечения начали предлагать функцию (параллельного) моделирования, позволяющую инженерам по разработке месторождений одновременно моделировать несколько геологических сценариев. Однако, пока в значительной мере не хватает возможностей

Increasing recovery by just one percent could add about 80 billion barrels of oil to global reserves. Oil companies have realized this potential and in response have expressed the goal to raise the recovery factor for their fields to as high as 70%. New developments in drilling and completion technology, as well as novel IOR techniques, will play an important part in realizing this goal. An equally important contribution will be delivered by the introduction of improved reservoir management concepts.

The typical current industry practice is that decisions on future field development are based on simulating future development scenarios on a single reservoir model, which has been matched to production data by time-consuming manual adjustment of a very limited number of reservoir parameters. In recent years, the realization has grown that future production scenarios should be tested on many geological realizations of the reservoir model in order to account for the inherent uncertainty in our knowledge of the reservoir properties on scales smaller than the inter-well spacing. Accordingly, many software providers have started to offer (parallel) simulation functionality that enables the reservoir engineer to simulate multiple geological scenarios. However, what has been lacking to a large extent is the possibility to adjust not just a select few, but all parameters and properties of the reservoir model, and to incorporate all available types of measurements in a more-or-less automated and consistent manner. For example, it is generally not possible to incorporate data from repeated seismic surveys by manual processes in a (geo-)statistically correct way. The development

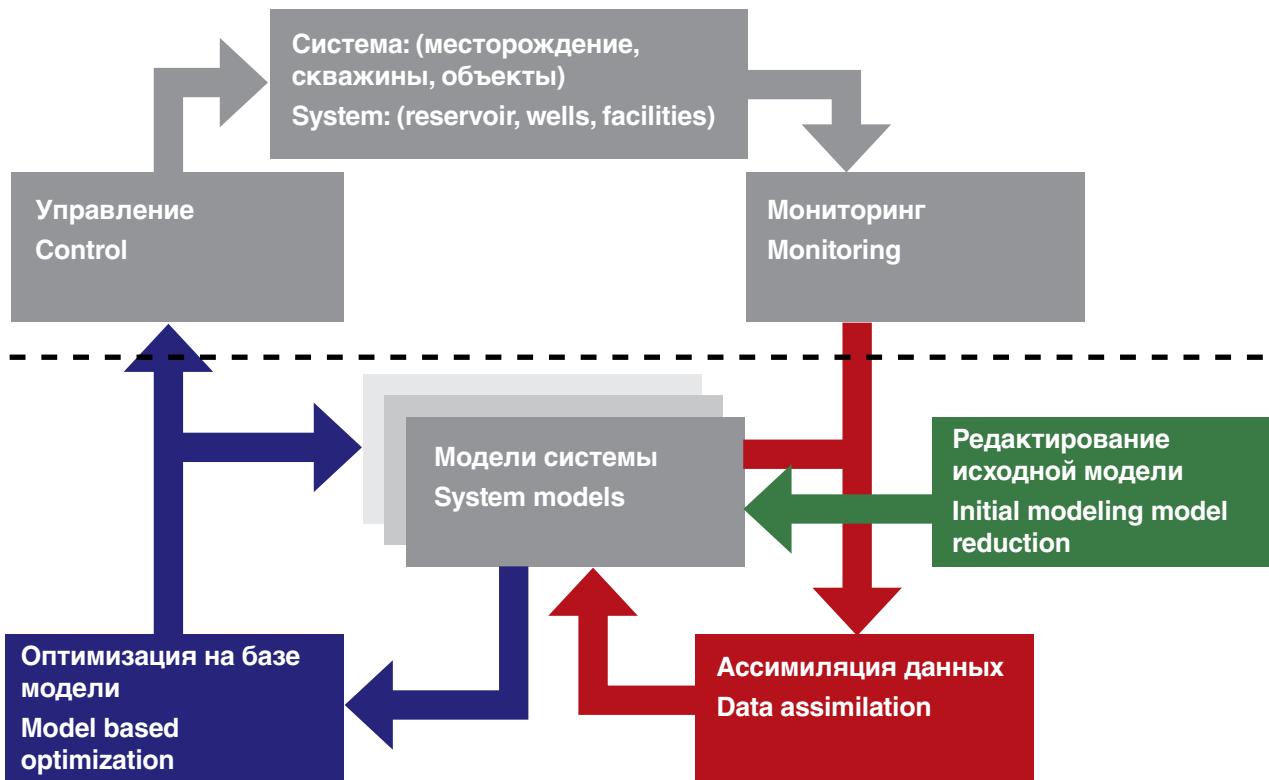


Рисунок 1: Замкнутый цикл ISAPP

Figure 1: The ISAPP closed-loop

подбора не только нескольких выбранных, но и всех параметров и свойств модели месторождения, а также объединения всех доступных видов измерений более или менее автоматическим и согласованным образом. Например, обычно невозможно вручную совместить данные повторных сейсморазведок геостатистически правильным способом. Разработка новых методов измерений, создающих очень большие объемы данных, в том числе, «интеллектуальное бурение» с использованием скважинных датчиков, бросает серьезный вызов сегодняшним процессам автоматизации с точки зрения согласованности моделей. Надлежащая оптимизация стратегий предстоящего освоения и добычи также требует применения подходов, устойчивых к неопределенностям и способных контролировать сотни тысяч параметров (напр. Leeuwenburgh и др., 2010). Это будет особенно важно для, так называемых, «интеллектуальных» или «разумных» разработок, позволяющих обеспечить гораздо лучший мониторинг и предоставляющих намного больше возможностей контроля, чем месторождения, разрабатываемые традиционными способами.

Замкнутый цикл разработки месторождения

Исследовательский институт TNO, Технологический университет г. Делфт и компания Shell International Exploration and Production в 2005 взяли на себя

of new measurement techniques which generate very large numbers of data, including smart-well completions equipped with down-hole sensors, will pose serious challenges to existing company workflows for model history matching. Similarly, proper optimization of future production and development strategies requires approaches which are both robust to uncertainty and which can handle hundreds to thousands of controls (e.g. Leeuwenburgh et al., 2010). This will especially be important for so-called ‘smart’ or ‘intelligent’ fields, which enable much improved monitoring and provide many more control options than conventionally developed fields.

Closed-loop reservoir management

Research institution TNO, Delft University of Technology, and Shell International Exploration and Production in 2005 took the initiative, with the start of the ISAPP (Systems Approach to Petroleum Production) research program, to develop improved algorithms that will enable new reservoir management workflow concepts. Many methods for incorporating measured data with simulation models were explored and tested, and new concepts for integrating different elements of the complete workflow were pioneered, resulting in what has been called ‘closed-loop reservoir management’ (Jansen et al., 2009, see Fig.1). This concept introduces intelligence and integration to the standard company workflow, enabling

инициативу, начав исследовательскую программу ISAPP (Системный подход к нефтедобыче) с целью разработки усовершенствованных алгоритмов, использующих новые концепции технологии разработки месторождений. Были разработаны и исследованы многочисленные методы сочетания данных измерений с расчетными моделями, а также были впервые предложены новые концепции объединения различных элементов полного рабочего цикла, результатом чего появилась концепция, так называемого, «замкнутого цикла разработки месторождения» (Jansen и др., 2009). Эта концепция вводит анализ и интеграцию в стандартную технологию разработки, позволяя выполнять оптимизацию процесса «в нужное время» и с большей частотой.

Эти идеи были проанализированы на семинаре SPE по Замкнутому циклу разработки месторождений, проведенном в 2008 г., для которого была разработана контрольная модель месторождения в г. Брюгге. Результаты семинара, приведенные в работе Peters и др. (2010), а также в последующих статьях, подтвердили идеи, лежащие в основе концепции замкнутого цикла, что свидетельствует о том, что такой подход приводит к лучшим показателям, например, по измерениям NPV, или к лучшей суммарной нефтеотдаче. Можно сделать несколько очевидных выводов:

- 1. Применение усовершенствованных компьютерных алгоритмов адаптации истории обеспечивает лучшее соответствие как с геологическими сведениями о месторождении до адаптации истории, так и с динамическими данными.**
- 2. Применение дополнительных видов измерений, таких как периодический сейсмический мониторинг, при адаптации истории способствует совершенствованию модели месторождения.**
- 3. Усовершенствованный набор моделей месторождения обеспечивает более надежный (устойчивый к неопределенностям) прогноз объема месторождения.**
- 4. Применение развитых технологий оптимизации стратегии освоения месторождения (планирование) приводит к большей нефтеотдаче.**
- 5. Повышенная частота проходов замкнутого цикла (т.е., адаптации истории и оптимизации последующей стратегии разработки или освоения) обеспечивает большую нефтеотдачу.**

Теперь очевидно, что любые серьезные попытки повысить суммарную нефтеотдачу должны сопровождаться изменениями в подходах к разработке месторождений в соответствии с этими рекомендациями.

the optimization process to be run at the ‘right time’, and with higher frequency.

These ideas were tested in an SPE workshop on Closed-loop Reservoir Management, held in 2008, for which the benchmark Brugge reservoir model was developed (Fig.2). The workshop results, documented in Peters et al. (2010), as well as subsequent studies, have validated the ideas behind the closed-loop concept, indicating that such an approach will result in more value, as measured for example by NPV or total recovery (Fig.3). Several clear conclusions could be drawn:

- 1. The use of advanced computer-assisted history matching approaches provides improved consistency with both geological reservoir knowledge prior to history matching and with dynamic data.**
- 2. The incorporation of additional types of measurements, such as time-lapse seismic, in the history match improves the reservoir model.**
- 3. An improved set of reservoir models enables a more reliable (robust to uncertainty) forecast of reservoir value.**
- 4. The use of advances techniques for optimization of production strategy (scheduling) leads to higher value.**
- 5. An increased frequency of runs through the closed-loop (i.e. history matching and future production strategy or development optimization) provides higher value.**

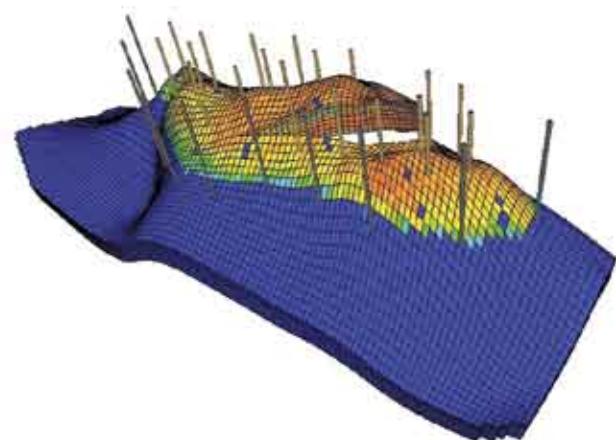


Рисунок 2: Эталонная 2-фазная модель замкнутого цикла месторождения. Представлено исходное распределение нефть-вода.

Figure 2: The Brugge 2-phase benchmark model for closed-loop water-flooding optimization.

It has become clear than any serious effort to increase ultimate recovery will have to involve a change in reservoir management thinking along these lines.

An important element of the closed loop is generating a set of model realizations which are consistent with all

November 23, 2010 | The Hague, The Netherlands

MPUR *Europe* **Multiphase Pump User Roundtable**

Come learn how multiphase pumping technology is being applied throughout Europe, Russia, Africa and the Middle East. We'll hear engineers from the world's leading oil and gas companies share case histories of their implementation of multiphase technology.

Featured Topics:

Multiphase Pumping

Subsea Pumping & Compression

Wet-Gas Pumping & Compression

and more

Multiphase Pumping Short Course - proceeding MPUR

Led by: Dr. Gerald Morrison, Texas A&M University

Monday, November 22, 2010

Europe.MPUR.org

Courtney Reynolds | Event Coordinator

Phone: (979) 268-8959 | Courtney@PetroleumETC.com

www.PetroleumETC.com

Существенным элементом замкнутого цикла является генерация набора модельных реализаций, соответствующих всем имеющимся данным измерений, а также четко отражающих остаточную неопределенность параметров месторождения. Компании стремятся создавать все более крупные и сложные модели, что приводит к соответствующему увеличению вычислительных мощностей. Этими моделями невозможно управлять вручную силами инженера по разработке месторождения. Введение в эти модели большого объема данных, полученных в результате проведения сейсморазведок, или от скважинных измерительных датчиков, возможно лишь при использовании методов компьютерной автоматизации. Для этого необходим квалифицированный персонал, а также удобные для использования программные инструменты, что отнимает лишнее время у инженера вместо принятия лучших решений.

Исследования показывают, что только определенные размеры, области или аспекты модели являются существенными для адаптации модели к данным, или для контроля результатов численных расчетов сценариев предстоящей разработки. Это дает потенциал применения рационального снижения масштаба модели, или методов ее сокращения, что может значительно снизить время вычислений и, следовательно, их стоимость, а также позволит чаще проводить циклические вычисления, что приведет к лучшим результатам.

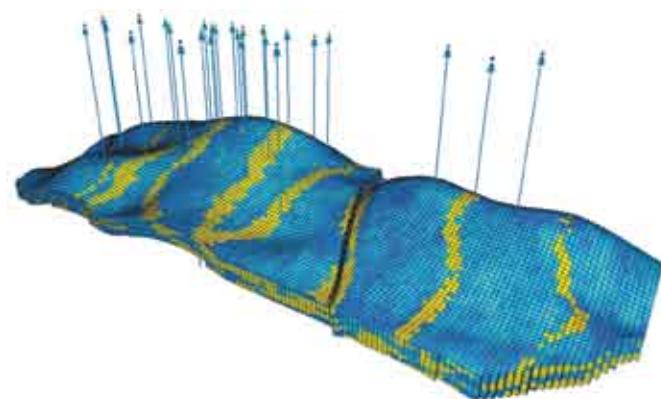


Рисунок 4: Новая 3-фазная направленная сравнительная модель для адаптации истории и оптимизации, разработанная TNO. Представлена скважинность. Первые результаты были представлены на семинаре SPE Applied Technology Workshop, Июль 2010, г. Мири, Малайзия.

Figure 4: The new 3-phase channelized benchmark model for history matching and optimization developed by TNO. Porosity is shown. The first results were presented at the SPE Applied Technology Workshop, held July 2010 in Miri, Malaysia.

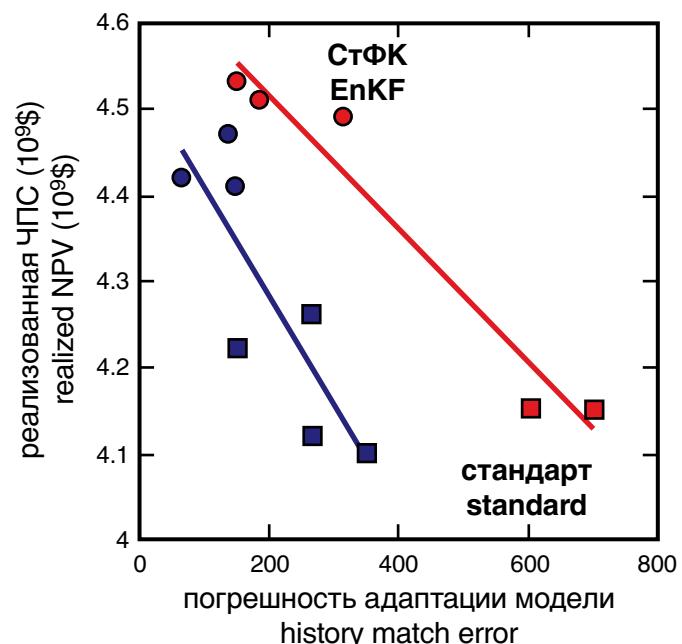


Рисунок 3: Результаты семинара по замкнутому циклу Брюгге. Линии на графике показывают, что улучшение качества исторической адаптации модели (нижние погрешности) приводит к тенденции усовершенствования стратегий разработки месторождения, которые, при их реализации, приводят к существенному повышению нереализованных активов, которые здесь представлены в виде ЧПС (чистой прибавочной стоимости). Красными точками представлена историческая адаптация модели за более длительный период времени, которая, несмотря на большую погрешность, приводит к дополнительному повышению ЧПС. Наилучшие результаты на этом рисунке (малая погрешность, высокая реализованная ЧПС) получены с использованием Статистического фильтра Кальмана (СтФК) (кружочки). Стандартные методы продемонстрировали значительно худшие результаты (квадратики).

Figure 3: Results from the Brugge workshop on closed-loop reservoir management: improved history match quality (low error) tends to enable improved field development strategies and a considerable increase in realized asset value (high NPV). The red points are based on a history match over a longer time period than the blue points. The best results were all obtained with the Ensemble Kalman Filter (circles), while standard methods (squares) were found to deliver significantly poorer results.

available measured data, and which properly reflects the remaining uncertainty in the reservoir parameters. Companies tend to build ever larger and more complex models, accompanied by similarly increasing computing

Нефтегазовый сервис в России НЕФТЕГАЗСЕРВИС-2010

19 октября 2010 г., Москва, Рэдиссон Славянская

Schlumberger

 **ERNST & YOUNG**
Quality In Everything We Do

 **FOREMOST**



Московские нефтегазовые конференции

телефон: (495) 514-5856, 514-4468; факс: (495) 788-7279; info@n-g-k.ru; www.n-g-k.ru

Наконец, можно улучшить оценку нижних горизонтов, задействовав данные, которые обычно не используются при разработке месторождений. В рамках ISAPP (Системного подхода к нефтедобыче) новые разработки в этой области связаны с использованием периодического сейсмомониторинга, измерений проседания, плотности и скважинной радиолокации. Есть также трудности в разработке сетей датчиков верхнего и нижнего горизонтов для таких гибких типов данных, а также в получении нужной информации из результирующих наборов данных.

Новые инструменты разработки месторождений

Реализация была начата с некоторых новых концепций и методов в рамках программы ISAPP в инструментарии, который может интегрироваться в стандартный технологический процесс нефтедобывающих компаний. В качестве примера можно привести средство исторической адаптации модели, интегрированное в пакет моделирования JewelSuite®. Этот инструмент состоит из статистического фильтра Кальмана, интегрированного в качестве функции моделирования месторождения в JewelSuite® с целью численного расчета реализаций нескольких геологических сценариев. Он позволяет инженеру по разработке месторождений настроить все параметры блоков сетки и параметры модели месторождения в полуавтоматическом режиме, обеспечивающем историческое согласование набора реализаций модели месторождения в соответствии со всеми данными добычи нефти. Этот инструмент – первый в своем роде, и он работает под управлением имеющихся на рынке программ численного моделирования месторождений. Он представляет собой первый шаг на пути полной реализации всех элементов замкнутого цикла разработки месторождения в

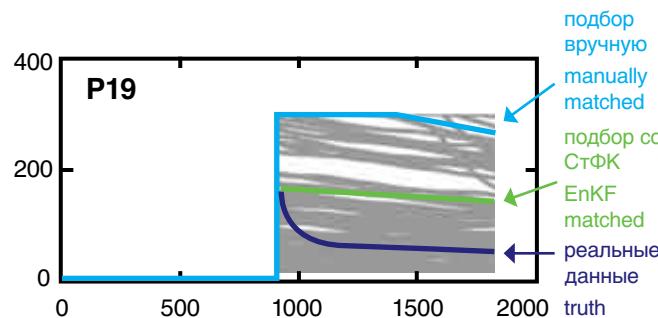


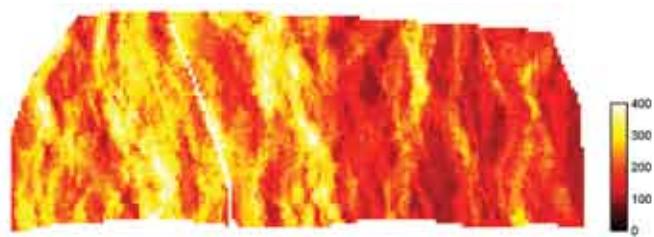
Рисунок 6: Сравнение прогноза нефтеотдачи новой скважины с фактическими результатами производительности.

Figure 6: Comparison between predictions of oil production and the realized production (truth) for a new well.

facilities. These models are becoming impossible to manage manually by a single reservoir engineer. The incorporation into such models of large numbers of data, such as produced by seismic surveys or by wells equipped with down-hole sensors, will only be possible using computer-assisted methods. This will require

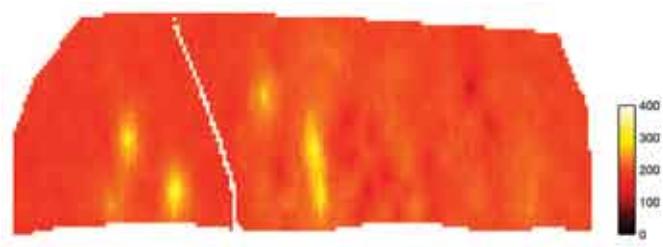
а) Истинный пласт

a) True reservoir



б) Исходная усредненная модель

b) Initial mean model



в) Исторически адаптированная усредненная модель

c) History matched mean model

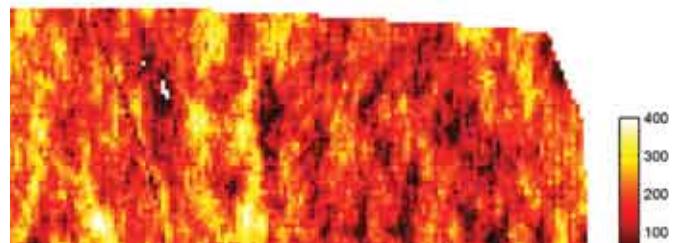
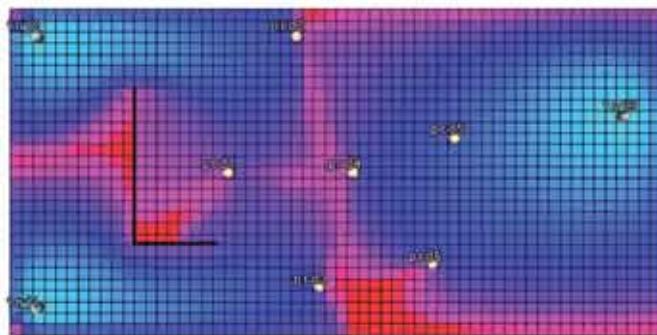


Рисунок 5: Результаты, полученные в результате технологии интегрированной исторической адаптации для 3-фазной направленной сравнительной модели. Представлено произведение коэффициента проницаемости (K) и толщины (h)
 а) Истинное значение $K \cdot h$. б) Исходное значение $K \cdot h$ перед проведением исторической адаптации модели, в) Рассчитанное значение $K \cdot h$ после исторической адаптации модели с применением статистического фильтра Кальмана

Figure 5: Results obtained with the integrated history matching workflow for the 3-phase channelized benchmark model. Shown is the product of permeability (K) and thickness (h)
 а) True $K \cdot h$. б) Initial $K \cdot h$ before history matching, с) Estimated $K \cdot h$ after history matching with the Ensemble Kalman Filter

едином пакете программного моделирования. Он демонстрирует свои возможности и потенциал для новых основополагающих разработок в области управления месторождением за пределами научных и исследовательских групп. Результаты для модели, представленной на Рис. 4, показаны на Рис.5. На Рис. 6 продемонстрированы преимущества компьютерного подхода к адаптации модели по сравнению с ручным методом прогнозирования новых скважин.

A



B

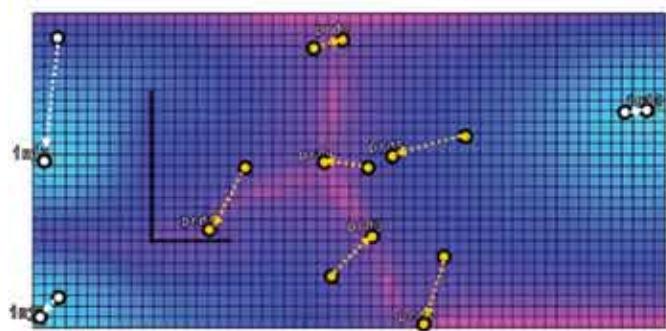


Рисунок 7: Оптимизация размещения скважин в простом прямоугольном месторождении с учетом угловой погрешности коллектора нефти. а) Добыча нефти в результате нагнетания воды и производительность по предварительно предложенным местам расположения скважин. б) Добыча нефти в результате разработки месторождения с помощью оптимизации расположения скважин. Суперпозиции представляют векторы смещения скважин относительно их исходных положений. Улучшение эффективности вытеснения нефти приводит приблизительно к 10% повышению нефтеотдачи.

Figure 7: Optimization of well placement in a simple rectangular reservoir containing an L-shaped oil-trapping fault. a) Oil sweep resulting from water injection and production from initially proposed well locations. b) Oil sweep resulting from production of the field using optimized well locations. Super positioned are the displacement vectors of the wells with respect to their original positions. The improved sweep efficiency represents 10% increased oil recovery.

both trained personnel as well as user-friendly software tools, enabling the reservoir engineer to spend his time instead on making better decisions.

Research has suggested that only certain scales, regions or aspects of the model may be relevant in matching the model to data, or in controlling the output of simulations of future development scenarios. This offers the potential to use clever up-scaling or model-reduction methods, which could significantly reduce computing time and therefore cost, and enable increasing the frequency of the loop, resulting in better results.

Finally, the subsurface characterization may be improved by incorporating data which is traditionally not typically used in the same way as production data are used. Within ISAPP new developments in this area have been in the use of time-lapse seismic, subsidence, gravity and bore-hole radar measurements. Challenges also exist in the design of surface and subsurface sensor networks for such soft-sensing data types, and in extracting the relevant information from the resulting data sets.

New reservoir management tools

Implementation has started of some of the new concepts and methods coming out of the ISAPP program into tools that can be integrated in the workflows of oil companies. An example is the history matching tool which has been integrated with the JewelSuite® modeling package. The tool consists of an Ensemble Kalman Filter which has been integrated with JewelSuite® property modeling functionality, to simulate multiple geological realizations. It enables the reservoir engineer to adjust all grid block properties and parameters of the reservoir model in a semi-automated fashion in order to achieve a history matched set of model realizations consistent with all production data. This tool is the first of its kind and operates with a host of commercially available reservoir simulators. It represents the first step towards a full implementation of all elements of the closed reservoir management loop in a single modeling package. It demonstrates both the feasibility and potential of a major new development in reservoir management outside of academia and research groups. Results obtained for the model depicted in Fig. 4 are shown in Fig. 5. Figure 6 demonstrates the value of a computer-assisted history match approach relative to a manual approach on predictions for a new well.

The workflow described above will be extended with functionality for computer-assisted development planning. The experience gained in the ISAPP program has led to the development of a robust ensemble-based optimization tool that can be used for automated

Описанная выше технология будет дополнена функциями компьютерного планирования разработки месторождения. Опыт, полученный в рамках программы ISAPP, привел к разработке надежного средства статистической оптимизации, которое может использоваться для автоматизированной оптимизации, как плана добычи, так и размещения скважин. Результаты оптимизации размещения скважин представлены на Рис. 7.

Дальнейшие разработки

TNO и Технологический университет г. Делфт внесли свой вклад в центр знаний программы ISAPP, и приглашают к участию нефтяные компании. Основной целью программы ISAPP-2 будет переход к новым концепциям, разработанным в первой программе ISAPP, и внедрение их в реальную практику. В этой связи программа ищет партнеров, заинтересованных внести фактические фонды с целью демонстрации добавочной стоимости этих концепций и для внедрения необходимых инструментов в их технологии.

Остается еще много проблем. Тем не менее, программа ISAPP-2 будет постоянно продолжать фундаментальные и экспериментальные исследования концепций замкнутого цикла и компьютерных методов. Партнеры получат возможность участия в исследованиях в непосредственном сотрудничестве с персоналом организаций-участников. Основной целью является обеспечение не менее чем 10% повышения нефтеотдачи за счет применения усовершенствованных методов и концепций в технологию разработки месторождений компаний. Мы уверены в том, что эта цель может быть достигнута путем тесного сотрудничества между научным персоналом и инженерами, которые будут использовать свой повседневный опыт и результаты исследований.

Литература

Web-сайт программы ISAPP-2 : <http://www.isapp2.com/>

Peters, E. и др. 2010: Результаты контрольного исследования месторождения Брюгге по оптимизации заполнения скважин и адаптации исторической модели, SPE Reservoir Evaluation and Engineering, p.391–405, SPE 119094.

Jansen, J. D., S. D. Douma, D. R. Brouwer, P. M. J. van den Hof, O. H. Bosgra, и A. W. Heemink, 2009: Замкнутый цикл разработки месторождений, SPE 119089.

Leeuwenburgh, O., P. J. P. Egberts, and O. A. Abbink, 2010: Статистические методы оптимизации сроков эксплуатации месторождений и размещения скважин, SPE 136916.

optimization of both production scheduling and well placement. An example for well placement optimization is shown in Fig. 7.

Future developments

TNO and Delft University of Technology are continuing the ISAPP knowledge centre and are currently inviting oil companies to participate. The main aim of the ISAPP-2 program will be to transfer the new concepts developed in the first ISAPP program to the world of real operations. To this end the program is looking for partners who are interested in bringing in actual assets in order to demonstrate the added value of these concepts and to incorporate the required tools within their workflows.

Many challenges still remain. Therefore, the ISAPP-2 program will additionally continue the fundamental and exploratory research on closed-loop concepts and computer-assisted methods. Partners will be able to participate in this research by close cooperation with staff members of the involved institutions. The ultimate aim is to enable 10% or more increase in recovery by introducing improved methods and concepts into the reservoir management workflow of companies. We believe that this goal can be achieved best by close cooperation between those involved in R&D and the engineers who will use the results in daily operations.

References

ISAPP-2 website: <http://www.isapp2.com/>

Peters, E. et al. 2010: Results of the Brugge benchmark study for flooding optimization and history matching, SPE Reservoir Evaluation and Engineering, p.391–405, SPE 119094.

Jansen, J. D., S. D. Douma, D. R. Brouwer, P. M. J. van den Hof, O. H. Bosgra, and A. W. Heemink, 2009: Closed-loop reservoir management, SPE 119089.

Leeuwenburgh, O., P. J. P. Egberts, and O. A. Abbink, 2010: Ensemble methods for reservoir life-cycle optimization and well placement, SPE 136916.