



Преобразования в структуре добычи

Production Capacity Transformation

Дэвид Бэмфорд

В последние годы темпы роста добычи нефти в России снизились с двузначных цифр в 2003 году до всего лишь 2% - в прошлом. Причиной подобного “бума” стало прежде всего усиление активности в Западной Сибири, первом нефтяном регионе, открытом и разработанном еще в советскую эпоху. Применение новых технологий позволило ускорить динамику роста добычи, но теперь этот рост добычи в Западной Сибири замедляется.

Если Россия планирует поддерживать прежние показатели уровня добычи, то естественным и единственным вариантом для нее остается открытие, разведка и освоение новых площадей, например, путем распространения достижений в Западной Сибири, на север и на юг (Ямал и Уват) или путем развития первых успехов в Восточной Сибири.

Но существует и еще один способ: признать, что технологии, применявшиеся в последнее время на месторождениях Западной Сибири и так положительно отразившиеся на темпах роста добычи, отличаются от передового опыта, использование которого все еще могло бы способствовать увеличению запасов и за счет этого (по крайней мере, теоретически) – преобразованиям

David Bamford

Russia's oil production growth has slowed in recent years, from double digits in 2003 to just 2% last year. The 'boom' came mainly from reinvigorating the West Siberia area, first discovered and developed in the Soviet era. Application of more advanced technology allowed production profiles to be increased but West Siberian growth is now slowing.

If Russian production levels are to be maintained, of course one option for Russia is to open, explore and develop new areas, for example by extending West Siberian success to both the north and the south (Yamal and Uvat) or building on early successes in East Siberia.

However, an additional option for West Siberian fields is to recognize the distinction between the recent application of those technologies which have successfully transformed production rate, and the use of “Know How” which could still lead to an increase in reserves and hence, at least potentially, to a transformation in production capacity.

By and large, the application of technology, in the form of for example:

- Well Construction, especially Directional and/or Underbalanced Drilling

в структуре добывающих мощностей.

В общем и целом, применение такого передового опыта, например, в следующих областях

- Строительство скважин, в особенности наклонно-направленных, а также бурения с отрицательным перепадом давления
- Работы гибкими НКТ
- Заканчивание
- Механическая обработка
- Вызов притока, разрыв пласта, химреагенты и т.д.
- Механизированная добыча

Просто ведет к приближению сроков начала добычи уже существующих запасов, которые в противном случае не будут использоваться еще долгое время. В самом деле, чрезмерно энергичное “выкачивание” существующих запасов может, в конечном счете, привести к повреждению месторождений, например, к преждевременному прорыву воды, а значит, к сокращению промысловых запасов. Подтверждением этих соображений служат примеры Саудовской Аравии (Симмонс, “Закат в пустыне”, 2005 г.).

И напротив, изучение исследований случаев роста запасов позволяет сделать заключение, что основной причиной тому является именно применение передового опыта. Приведу пример трех статей Общества Инженеров-Нефтяников (SPE):

В 1993 году, компании “BP” и “Arco” (Сзабо и Мейерс, Собрание SPE Западного Региона 1993 г.) в своей работе “История разработки и перспективы” описали историю месторождения Прудхо-Бэй, крупнейшего эксплуатирующегося месторождения в Северной Америке. На тот момент считалось, что месторождение располагает запасами, как минимум на 25% превышающими первоначальную оценку. В этой работе также дается краткое описание отдельных важнейших событий, в результате которых произошло повышение коэффициента нефтеизвлечения. События, приведшие к такому росту, были подготовлены процессом непрерывного наблюдения, интерпретации показателей эксплуатации месторождения, управления множественными механизмами коллектора, эффективного использования ресурсов газа, а также процессом эксплуатации существующей промысловой инфраструктуры.

На месторождении Прудхо-Бэй использовались четыре основных процесса нефтеизвлечения: расширение газовой шапки/гравитационное дренирование, заводнение, нагнетание в пласт смешивающихся с нефтью жидкостей, а также обратное закачивание газа. Непрерывное управление этими процессами и анализ показателей эксплуатации месторождения позволили определить перспективные объекты дальнейшей разработки.

- Coiled Tubing Operations
- Completion
- Mechanical Operations
- Stimulation, Fracturing, Chemicals etc
- Artificial Lift

leads simply to existing reserves being produced earlier than otherwise would be the case. Indeed, over-vigorous “pulling” on existing reserves can ultimately lead to damage to a field, for example to premature water breakthrough, and hence to a reduction in field reserves. Saudi Arabian examples illustrate these points (Simmons, *Twilight in the Desert*, 2005).

In contrast, reviewing studies where increases in reserves are demonstrated, the application of “Know How” seems to be key. I illustrate this with 3 SPE papers:

Back in 1993, BP and Arco (Szabo & Meyers, SPE Western Region Meeting, 1993) described the “Development History and Future Potential” of the Prudhoe Bay Field, the largest producing field in North America, then expected to yield at least 25% more reserves than estimated at start up. Their paper briefly described the history of the field and some of the key developments that had taken place which had contributed to improved recovery efficiency. These incremental developments resulted from a process of continuous surveillance, interpretation of field performance, management of multiple reservoir mechanisms, efficient utilization of the gas resource, and exploitation of the existing field infrastructure.

Four dominant recovery processes were at work in Prudhoe Bay: Gas Cap Expansion/Gravity Drainage, Waterflood, Miscible Flood, and Gas Cycling. Continuous management of these processes and analysis of field performance had led to identification of attractive targets for further development.

Even in 1993, Prudhoe Bay was seen by many as a mature oil field on an inevitable and irreversible decline. However, the major Owners (who included Exxon) in Prudhoe Bay had continued to pursue incremental developments to mitigate decline and supplement proved reserves. Unit technical studies were (and are) typically done in multi-company, multi-disciplinary work teams. The pooling of resources, experience and knowledge in this manner enabled efficiency gains and promoted the sharing of ideas and best practices.

In 2004, ExxonMobil (Wilkinson and others, SPE International Conference, 2004) described “Lessons Learned from Mature Carbonates...” based on three long-life fields in the USA (the Jay, Salt Creek and Means Fields), exemplifying the benefits achieved by a continuous process of data collection, studies, and systematic application of available technologies. The example fields ‘will achieve a range of incremental

Даже в 1993 году многие полагали, что Прудхо-Бэй – зрелое месторождение в стадии неизбежного и необратимого истощения запасов. Тем не менее, крупнейшие собственники (среди которых – компания “Эксон”) Прудхо-Бэй продолжали добывать месторождение, чтобы компенсировать падение добычи и извлечь доказанные запасы. Как правило, группы, состоящие из специалистов различного профиля из нескольких компаний вели (и ведут) общие технические исследования. За счет объединения ресурсов, знаний и опыта им удалось добиться повышения показателей эффективности. Это стало возможным благодаря обмену опытом, методологией и использованию приемов, дающих наилучшие результаты.

В 2004 году компания “ЭксонМобил” (Уилкинсон и другие, международная конференция SPE в 2004 году) на основе данных с месторождений в США с длительным сроком эксплуатации (месторождения Джей, Солт Крик и Минз), написали работу “Уроки изучения зрелых карбонатов...”, в которой на примерах проиллюстрировали преимущества, которые дают постоянный сбор данных, исследования и систематичность в применении имеющихся технологий. На указанных месторождениях удалось достичь прироста коэффициента нефтеизвлечения в диапазоне от 8 до 20% от геологических запасов..... Систематический и комплексный подход к управлению коллектором использовался для понимания основных физических свойств горных пород и текучих сред каждого коллектора, а также основных параметров, влияющих на показатели его работы..... В ходе лабораторных исследований, опытно-промышленных испытаний и при реализации на промыслах компания “ЭксонМобил” заложила большую базу знаний о проектах вторичной и третичной добычи.

В 2005 году несколько авторов SPE (Моулдс и другие, выставка по нефти, газу и энергетике “Offshore Europe”, 2005 год) описали проблемы управления коллекторами, связанные с работой на месторождении Магнус в Северном Море. Магнус – высокопроизводительное месторождение, нефть на котором начали добывать в 1983 году. Период пиковой добычи месторождения с уровнем 150 тысяч стандартных баррелей нефти в сутки закончился в 1995 году. С целью приостановки истощения, по окончании этого периода применялись различные методы управления коллектором, и к 2005 году, после увеличения нефтеотдачи закачкой газа, объемы добычи нефти снова стали расти, а в будущем, за счет бурения дополнительных скважин в другие места коллектора, планируется поддерживать значительный уровень добычи нефти ‘все следующее десятилетие и даже дольше’. На этом богатом возможностями месторождении главной задачей считалось определение очерёдности объектов

increases in the recovery factor of between 8 and 20% OOIP..... A systematic and integrated approach to reservoir management has been employed to understand the basic rock and fluid physics of each reservoir and the key parameters that impact reservoir performance..... ExxonMobil has established a large knowledge base of secondary and tertiary project experience at the laboratory, pilot-test and field implementation stages.’

In 2005, several SPE authors (Moulds and others, Offshore Europe, 2005) described reservoir management issues associated with the North Sea Magnus Field. Magnus is a high productivity field from which oil was first produced in 1983 and for which the production plateau of 150mstbd ended in 1995. Post-plateau, a variety of reservoir management techniques has been used to arrest decline and by 2005, through exploitation of a gas injection EOR opportunity, the oil rate was again rising and looking ahead, additional drilling to access more reservoir was anticipated to maintain significant oil production ‘beyond the next decade’. In this opportunity-rich field, prioritisation of drilling targets was seen as key, with EOR wells vying with infill waterflood targets and extended reach wells to the (untapped) field periphery. The particular challenge described (and met) by the authors is that, due to non-uniqueness, a conventional full field reservoir simulator history model cannot sufficiently reduce uncertainty on drilling locations and facilities decision: in fact, future reservoir processes and performance may be sensitive to aspects of reservoir description that have little influence on the history match.

So “Know How” is about integrated, multi-disciplinary teams, building knowledge, dealing with great uncertainties, learning from their mistakes: it is acquired by having explored for, developed, managed and produced hydrocarbons around the globe and thus is the preserve of IOCs.

It is not generally available from oilfield service contractors who may well own some technologies but do not know how as defined above. In addition, contractors do not participate independent from their technology – indeed being paid premium prices for its deployment is part of the business model which induces them to invest in technology development in the first place.

Provinces such as Alaska (for BP and Arco), USA Gulf Coast (for Exxon) and California (for Shell and Exxon), North Sea (for Shell and BP) have honed company and individuals’ skills. Another way of saying this is that the oil & gas industry is knowledge-based, that is, dependent on people and not simply on technology. And all the signs are that in the short to medium term there will be a shortage of appropriately educated and trained or trainable staff. As I’ve discussed elsewhere, I believe that a “scramble” for this resource is under way.



11th AFRICA OIL AND GAS,
TRADE & FINANCE
CONFERENCE & EXHIBITION

23 -25 May 2007

NAIROBI, KENYA



CASPIAN OIL & GAS

14th INTERNATIONAL CASPIAN
OIL & GAS EXHIBITION AND CONFERENCE
INCORPORATING REFINING AND
PETROCHEMICALS

5-8 June 2007

BAKU, AZERBAIJAN



MIOGE

9th MOSCOW INTERNATIONAL
OIL & GAS EXHIBITION

26-29 June 2007

MOSCOW, RUSSIA



RPGC

5th RUSSIAN PETROLEUM &
GAS CONGRESS
Alongside MIOGE 2007 Exhibition

26-28 June 2007

MOSCOW, RUSSIA



KIOGE

15th KAZAKHSTAN INTERNATIONAL
OIL & GAS
EXHIBITION & CONFERENCE

2-5 October 2007

ALMATY, KAZAKHSTAN



MANGYSTAU OIL & GAS

2nd REGIONAL MANGYSTAU
OIL & GAS
EXHIBITION

7-9 November 2007

AKTAU, KAZAKHSTAN



TUROGE

7th TUROGE AND BLACK SEA OIL & GAS
EXHIBITION AND CONFERENCE

18-20 March 2008

ANKARA, TURKEY



GIOGIE

7th GEORGIAN INTERNATIONAL
OIL, GAS, ENERGY & INFRASTRUCTURE
CONFERENCE & SHOWCASE

3-4 April 2008

TBILISI, GEORGIA



ATYRAU OIL & GAS

7th NORTH CASPIAN REGIONAL
EXHIBITION

9 -11 April 2008

ATYRAU, KAZAKHSTAN



OILTECH
KAZAKHSTAN

2nd KAZAKHSTAN PETROLEUM
TECHNOLOGY CONFERENCE

10-11 April 2008

ATYRAU, KAZAKHSTAN



OGU

12th UZBEKISTAN INTERNATIONAL
OIL & GAS
EXHIBITION AND CONFERENCE

13-15 May 2008

TASHKENT, UZBEKISTAN



19th WORLD PETROLEUM
CONGRESS

29 June - 3 July 2008

MADRID, SPAIN



ITE GROUP PLC

ITE Group Plc:

Tel.: +44 (0) 20 7596 5233;

Fax: +44 (0) 20 7596 5106;

E-mail: julia.romanenko@ite-exhibitions.com



Iteca:

Tel.: +7 327 2583434;

Fax: +7 327 2583444;

E-mail: oil-gas@iteca.kz



ITE LLC MOSCOW

ITE LLC Moscow:

Tel.: +7 495 935 7350;

Fax: +7 495 935 7351;

E-mail: Luniova@ite-expo.ru



GIMA

GIMA (Hamburg):

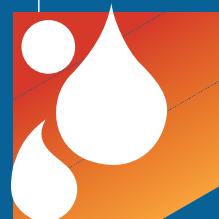
Tel.: +49 (0) 40 235 24 201;

Fax: +49 (0) 40 235 24 410;

E-mail: freckmann@gima.de

2007-2008

ITE International Oil & Gas Events



бурения, так как скважины вторичной добычи конкурировали с обводненными объектами сетки сгущения и скважинами с большим отходом от вертикали, пробуренными к (невскрытой) периферии месторождения. Особенно сложной задачей, которую описали (и решили) авторы является то, что, в силу неоднозначности, обычная историческая модель всего коллектора месторождения не в состоянии существенно снизить неопределенность при принятии решений о местоположении буровых площадок и сооружений: в действительности, будущие процессы в коллекторе и его продуктивность могут зависеть от аспектов описания коллектора, которые слабо влияют на адаптацию истории.

Таким образом, понятие “передовой опыт” (или так называемый “ноу-хау”) – это создание комплексных многопрофильных исследовательских групп, накопление знаний, работа в условиях высокой неопределенности, извлечение уроков из их ошибок. Передовой опыт нарабатывается на основе опыта геологоразведки, освоения, управления и добычи углеводородов по всему миру и поэтому является достоянием международных нефтяных компаний.

Такой передовой опыт обычно нельзя встретить у компаний-сервисных подрядчиков, которые, конечно, могут иметь в собственности отдельные технологии, но не владеют описанным выше передовым опытом. Кроме того, подрядчики не могут освободиться от зависимости от собственной технологии: в самом деле, поскольку они получают высокий доход за ее применение, это превращается в стереотип ведения бизнеса, который заставляет их инвестировать средства прежде всего в технологию.

В таких регионах, как Аляска (компании “Бритиш Петролеум” (BP) и “Арок”), побережье Мексиканского залива США (компания “Эксон”) и Калифорния (“Шелл” и “Эксон”), Северное Море (“Шелл” и “Бритиш Петролеум”) компании и инженеры приобрели высочайшую квалификацию. Другими словами, нефтегазовая отрасль сегодня основывается прежде всего на знаниях, а значит, зависит от людей, а не просто от технологии. И есть все признаки того, что уже в ближайшем и не столь отдаленном будущем возникнет дефицит образованных и обученных или обучаемых кадров. В моих статьях я всегда подчеркивал, что за такие кадры уже идет борьба.

Это соображение никак не умаляет важности влияния технологических достижений.

Выражаясь простым языком, международные нефтяные компании применяют технологии на вновь вскрываемых и уже эксплуатирующихся месторождениях, чтобы:

This argument does not of course dismiss the important impact of technology.

In simple terms, IOCs apply technology to developments and producing fields to:

- a)** Image what's there
- b)** Reach what's there
- c)** Extract what's there

The last ten years have seen dramatic developments in the use of seismic technology, specifically 'time-lapse' 3D, otherwise known as 4D, to image fluids within reservoirs. This technology – involving conventional surface-towed sources and streamers – has transformed reservoir management from its previous situation where the main approach to understanding reservoir dynamics was to build a 2D or preferably 3D simulation model based on relatively long-term production history (oftentimes an epic labour of love somewhat akin to the building of the Grand Mosque* in Cordoba!).

The North Sea has been greatly impacted by 4D technology but perhaps an even greater impact will come in deep-water fields where wells are very expensive and thus any increase in certainty as to fluid movement is exceptionally valuable.

This said, it would be facile to assume that what is done today represents the limit of what is achievable with geophysical technology, whether in acquisition, processing or analysis. Indeed, it is widely envisaged that The Instrumented Oil Field lies in the (near) future with down-hole

- sensors recording seismic and electro-magnetic waves, and perhaps potential fields (gravity and magnetic), and
- seismic and electro-magnetic sources complementing conventional surface (and sea-bed) sources and sensors.

Globally, the most significant problems associated with this vision are:

- 1.** developing sensors and sources that are reliable down-hole,
- 2.** delivering said equipment to the reservoir, without interrupting production, and
- 3.** analysing the data to deliver a usable Image.

However, the issue in Russia is this:

By an accident of history, Russian geophysical contractors are focused onshore, somewhat regional, have relatively weak technical quality assurance and HSE standards, no experience of 4D, and little understanding of working as an integrated part of a multi-disciplinary (reservoir management) team.

- a)** Изобразить то, что есть в недрах
- b)** Дотянуться до того, что там есть
- c)** Извлечь то, что там есть

За последнее десятилетие произошли поистине революционные события в области применения технологии сейсмических исследований, в особенности трехмерном сейсмомониторинге, известном также под названием “четырёхмерных сейсмических исследований”, применяющихся для построения изображений коллекторов.

Данная технология, заключающаяся в применении традиционных буксируемых по поверхности источников и сейсмоприёмных кос, преобразила процесс управления коллектором, где раньше основным способом получения представления о динамике коллектора было построение двухмерных, или, предпочтительно, трёхмерных моделей на основании относительно долгосрочной хронологии добычи (часто сравнимой с эпосом строительства Соборной Мечети в Кордобе!).

На разработку месторождений в Северном Море четырёхмерная технология оказала существенное влияние, но, вероятно, ещё большее значение она будет иметь при работе на глубоководных месторождениях, где бурение скважин обходится крайне дорого и поэтому любые данные о движении текучих сред, увеличивающие вероятность успеха, приобретают исключительную ценность.

С учетом вышесказанного, легко было бы предположить, что то, что делается сегодня, представляет собой в геофизической технологии предел возможного – будь то сбор данных или их обработка и анализ. В самом деле, широко прогнозируется, что (ближайшее) будущее приборного оснащения нефтяного месторождения заключается в скважинных

- датчиках, регистрирующих сейсмические и электромагнитные волны, а также, возможно, поля (гравитационные и магнитные), а также
- сейсмических и электромагнитных источниках, дополняющих собой традиционные наземные (и донные) источники и датчики.

В свете такого сценария, на мировом уровне наиболее значимые проблемы состоят в следующем:

- 1.** разработка надежных скважинных датчиков и источников,
- 2.** доставка указанного оборудования в коллектор без остановки процесса добычи, а также
- 3.** анализ данных с целью получения пригодного для использования изображения.

Western geophysical contractors have global onshore and offshore experience, good technical quality assurance and HSE standards, significant 4D experience, and are used to working with multi-disciplinary teams. However, with the exception of WesternGeco via its relationship with PetroAlliance, they have shown little appetite for, or commitment to, working in Russia.

There seems therefore to be both a pressing need and a clear opportunity for a multi-national service company to bring new geophysical ideas to the development and production of Russia's onshore and offshore resources. A merger between a Russian contractor and a Western one seems to be called for.

Однако проблема России заключается в следующем:

В силу исторических обстоятельств, российские геологические подрядчики работают в основном на суше, территориально разрознены, имеют относительно слабую инженерно-техническую систему обеспечения качества и низкие стандарты охраны труда, техники безопасности и охраны окружающей среды, не имеют опыта работы с четырёхмерной сейсмикой и плохо понимают принцип работы в составе объединённых многопрофильных групп (управления разработкой коллектора).

Западные геологические подрядчики имеют опыт работы по всему Земному шару, как на суше, так и на море, хорошую инженерно-техническую систему обеспечения качества и высокие стандарты охраны труда, техники безопасности и охраны окружающей среды, значительный опыт в области обработки данных четырёхмерной сейсмической и привыкли работать в составе многопрофильных групп. Однако, за исключением компании “ВестернГео” (WesternGeco), имеющей отношения с компанией “ПетроАльянс” (PetroAlliance), они пока не выражают особой заинтересованности или приверженности работать в России.

Ввиду указанных причин, существует насущная потребность и очевидная необходимость привлечения к работам многонациональной сервисной компании, которая могла бы применить новый подход в области геофизических исследований с целью разработки и добычи углеводородов на российских береговых и морских месторождениях. Похоже, что создание объединённой российско-западной подрядной сервисной компании стало делом времени.