

# Мониторинг добычи с использованием встроенных волоконно-оптических систем распределенных температур на скважинах с гравийным фильтром в необсаженном забое на разрабатываемом Бритиш Петролеум месторождении Азери в Азербайджане.

Дж. Браун, Общество инженеров-нефтяников (ОИН), Д. Филд, Шлюмберже, Дж. Дэвис, ОИН, П. Коллинз, ОИН, Н. Гараева, ОИН, БиПи.

## Production monitoring through openhole gravel-pack completions using permanently installed fiber-optic distributed temperature systems in the BP-operated Azeri field in Azerbaijan.

G. Brown, SPE, and D. Field, Schlumberger, and J. Davies, SPE, P. Collins, SPE, and N. Garayeva, SPE, BP

### Аннотация

В настоящей статье описывается применение волоконно-оптических систем распределенных температур для мониторинга добычи на разрабатываемом компанией Бритиш Петролеум месторождении Азери в Азербайджане, а также освещаются преимущества использования указанных систем и проблемы, возникавшие при запуске первых эксплуатационных скважин. Добыча на месторождении Азери в Азербайджанском секторе Каспийского моря началась в феврале 2005 г. Заканчивание пробуренных здесь скважин производилось спуском песчаных фильтров с гравийной набивкой в несколько песчаных горизонтов на различных глубинах. Каждая волоконно-оптическая мониторинговая система устанавливалась при заканчивании скважины в специально предусмотренный паз в стенке гравийного фильтра. Фильтр соединялся с колонной НКТ с помощью гидравлического “мокрого соединения” для обеспечения пропуски волоконно-оптического кабеля с устья скважин до забоя.

Основной коллектор месторождения Азери состоит из нескольких песчаных горизонтов свиты Перерыва. Одновременное заканчивание нескольких продуктивных горизонтов в одной скважине позволяет достичь дебита, превышающего 40 000 баррелей в сутки. Необходимость использования систем мониторинга с распределенными температурами продиктована такими факторами, как значительная протяженность и большие углы отклонения стволов, а также задачей лучшего понимания работы скважины и коллектора в продуктивных песчаных горизонтах. Кроме того, задача сведения до минимума перерывов в добыче в течение первых лет эксплуатации месторождения не приветствует использование стандартного метода геофизических исследований в эксплуатационных скважинах, который также явился бы причиной временных пауз в процессе бурения. Для анализа температурного режима добывающей скважины и расчета объемов жидкости, поступающих из каждой эксплуатируемой продуктивной зоны, используется термическая модель.

Как показывают результаты, применение встроенной волоконно-оптической системы мониторинга распределенных температур является экономически эффективным и надежным

### Abstract

We describe the use of fiber-optic distributed temperature systems to monitor production from BP's Azeri field in Azerbaijan and highlight the benefits and issues encountered during the start-up of the first production wells.

Production from BP's Azeri field in the Caspian Sea commenced in February 2005. These offshore wells are completed across multiple sand intervals using sand screens with gravel packs. Each fiber-optic monitoring system was installed with the completion in a purpose-built groove in the side of the gravel-pack screen. The screen is connected to the upper completion string via a hydraulic wet-connect enabling fiber passage from surface to total depth.

The primary Azeri reservoir consists of multiple sand bodies in the Pereriv formation. Commingled completions across these sand bodies are providing wells capable of producing more than 40,000bopd. The issues that dictate the requirement for regular distributed temperature (DTS) monitoring are long, high-angle well bores and the need to understand well and reservoir performance by sand body. Additionally, the requirement for minimal production interruptions during the early years of field life does not favor conventional production logging, which would also cause interruptions to the drilling program.

A thermal model is used to analyze the producing well temperature profiles and calculate the flow contribution from each of the producing zones.

The results demonstrate that, once deployed, permanently installed fiber-optic distributed temperature monitoring is a cost-effective and low-risk method of monitoring multiple-pay sand screen completions without having to reduce production rates to allow conventional production logging to be carried out.

### The Azeri Reservoir

The Azeri, Chirag and Ganashly reservoirs are located offshore Azerbaijan **Fig 1** and are being developed by a consortium of oil companies with BP as operator. The reservoirs are part of a multilayered sandstone anticline with approximately 5 billion barrels of reserves in place. The Azeri field is located at the south end of the anticline and its north flank dips steeply at about 35 degrees and has a 1,000 meter oil column between the gas/oil and water/oil contacts. The south flank dips less steeply (20 degrees) and is suspected having perched oil/water contacts. Voidage support will be achieved by both water and

способом мониторинга объемов жидкости, поступающих в скважину из нескольких эксплуатируемых продуктивных зон через песочные фильтры, без необходимости снижения уровня добычи при остановке скважины для проведения геофизических исследований стандартным методом.

### Продуктивные пласты месторождений Азери, Чираг и Гюнешли

Продуктивные пласты месторождений Азери, Чираг и Гюнешли расположены в азербайджанском секторе Каспия (Рис. 1) и разрабатываются консорциумом нефтяных компаний, оператором в котором является Бритиш Петролеум. Эти продуктивные пласты являются частью многослойной песчаной антиклинали с примерными геологическими запасами 5 миллиардов баррелей нефти. Месторождение Азери расположено у южного конца антиклинали, и его северное крыло круто падает под углом приблизительно 35°. Высота нефтяной части залежи между газонефтяным и водонефтяным контактами составляет 1000 м. Южное крыло имеет меньший угол падения (20°) и включает водонефтяные контакты с подвешенными водоносными горизонтами. Компенсация отбора будет происходить за счет закачки воды и газа, и эффективное поддержание пластового давления является важным фактором для оптимального режима дренирования коллектора.

Заканчивание эксплуатационных скважин с большим углом отклонения ствола будет производиться с использованием песочных фильтров. Дебиты таких скважин доходят до 50000 баррелей нефти в сутки (Рис. 2). Основным продуктивным пластом на месторождении Азери является свита Перерыв, сложенная переслаивающимися мягким песком и глиной. Основные проблемы, которые пришлось решать специалистам Бритиш Петролеум, включали:

- Борьбу с поступлением песка в скважину в продуктивных зонах с мягким песком - использовали песочные фильтры и гравийные набивки.
- Эксплуатацию и мониторинг дебита скважин со стволами значительной протяженности с большими углами наклона.
- Неопределенность пласта-коллектора, расположение ГН и ВН контактов и изменение их положения во времени.

Как показывают исследования, свыше 100 миллионов баррелей вторичных извлекаемых запасов находятся в зоне риска при недостаточной компенсации падения пластового давления. Свести этот риск до минимума можно с помощью реализации комплексной программы мониторинга режима эксплуатации продуктивного пласта.

### Мониторинг по метод распределенных температур вместо каротажа в эксплуатационных скважинах

Для такого продуктивного пласта как на месторождении Азери традиционно считается необходимым на протяжении всего периода эксплуатации месторождения проводить периодические исследования с использованием прибора для каротажа в действующих скважинах (PLT), чтобы определить объемы притока из каждого отдельного продуктивного горизонта в общем дебите скважины. Тем не менее, по нескольким причинам специалисты Бритиш Петролеум предпочли использовать комбинацию из встроенных систем мониторинга по методу распределенных температур (DTS) и исследования скважин с помощью PLT.

Во-первых, конфигурация платформы ограничивает доступ к устью скважины во время бурения, что чрезвычайно затрудняет проведение исследований в скважине одновременно с бурением. Снижение количества специальных операций в стволе скважины в первые годы ее эксплуатации является одной из главных целей любого оператора.

Во-вторых, на ранней стадии эксплуатации скважин ожидаемый дебит составляет до 50000 баррелей нефти в сутки. Проведение геофизики в эксплуатационных скважинах с такими дебитами невозможно. Поэтому, для возможности работы с использованием PLT, дебиты скважин придется уменьшать. Это, ►►



Рисунок 1 – Figure 1

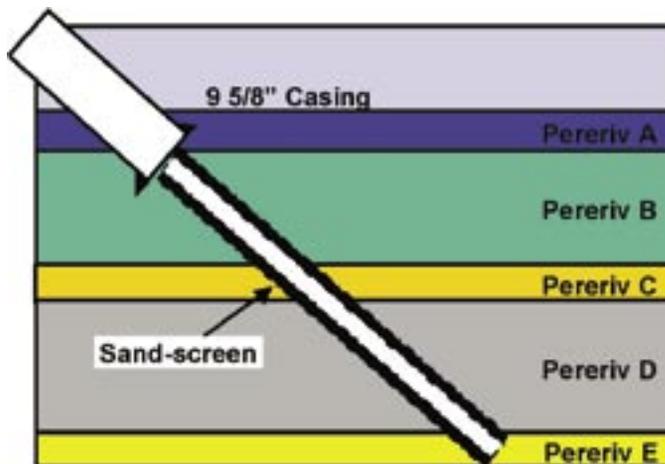


Рисунок 2 – Figure 2

gas injection and effective voidage replacement is considered critical to optimum reservoir drainage.

The high deviation producing wells will be mostly completed with sand screens and are capable of up to 50,000bopd flow rates Fig 2. The main Azeri producing reservoir is the Pereriv formation that consists of interbedded layers of soft sand and shale. The main technical challenges being addressed by BP are:

- Sand control issues in the soft sands – requiring sand screens and gravel packs.
- Well performance and management issues in the high angle long well bores.
- Reservoir uncertainty, gas-oil and water-oil contact location and movement over time.

Studies show that more than 100 million barrels of the secondary reserves are at risk because of poor voidage, thus a comprehensive reservoir surveillance program is required in order to minimize this risk.

### Distributed Temperature versus PLT monitoring

Conventionally, a reservoir such as Azeri would be subject to a planned sequence of reservoir surveillance over its lifetime using production logging tools (PLT's) in order to determine the flow contribution from the individual sand bodies. However there are several reasons why BP has chosen to use a mixture of permanently installed distributed temperature (DTS) monitoring supported by some PLT monitoring in preference to PLT monitoring alone.

Firstly, the platform configuration is such that access to the wellheads is restricted during drilling operations and thus simultaneous rig and intervention operations are severely limited. Minimizing well interventions in the early years is seen as a major value driver.

Secondly, the wells are expected to flow at rates up to 50,000bopd in the early years. It is not possible to run production logs in wells ►►

в свою очередь, приведет к потере части добычи. Кроме того, из-за изменения темпа отбора при различных дебитах объема притоков из каждого эксплуатируемого горизонта, полученные с помощью проведенного анализа, могут не отражать фактическую картину распределения притоков в общем дебите скважины при нормальном режиме эксплуатации.

В-третьих, установка систем мониторинга DTS на 80% добывающих скважин и ограничение программы внутрискважинных исследований с использованием PLT фактически позволяет снизить вдвое расходы на мониторинг работы скважин и значительно повысить чистую приведенную стоимость (ЧПС) эксплуатации месторождения, переместив основные затраты из эксплуатационных (OPEX) в капитальные (CAPEX).

В-четвертых, выполнение любых механических операций внутри нефтяных скважин повышает риск для персонала и окружающей среды, а также и для самой скважины.

Поэтому, система мониторинга DTS, устанавливаемая с оборудованием для заканчивания скважины и не требующая в дальнейшем проведения дополнительных работ внутри скважины, явилась более предпочтительным вариантом по сравнению с каротажным исследованием с помощью PLT, поскольку она способна давать не менее точную информацию о распределении притоков из одновременно эксплуатируемых горизонтов чем глубинный вращательный расходомер PLT.

### Система мониторинга DTS

Система мониторинга DTS производит замер температуры через каждый метр вдоль волоконно-оптического кабеля с помощью анализа длины световых волн от импульсного лазерного источника при комбинационном рассеянии. Интерпретация полученного температурного профиля дает информацию о динамике добычи из скважины как в процессе эксплуатации, так и при закрытии скважины<sup>1,2,3,4,5</sup>. Поскольку запись данных производится непрерывно, это позволяет также наблюдать изменение уровня добычи во времени как следствие изменения пластовых условий. Стандартная периодичность получения термограмм скважины – 1 час, но она может варьироваться в зависимости от производственной необходимости.

Волоконно-оптический кабель устанавливается в скважине закачиванием внутрь стальной трубки диаметром 1/4 дюйма (линия управления), присоединенной к наружным поверхностям лифтовой колонны и песочного фильтра (Рис. 3), спущенного в продуктивный пласт. Фактически, в скважину спускаются две линии управления в единой пластиковой оболочке, а в нижней части компоновки для заканчивания установлен «поворотный переходник» с помощью которого волоконно-оптический кабель может с помощью циркуляции подниматься обратно на устье. Оба конца кабеля подключены к измерительной системе DTS. Такая «двухсторонняя» конфигурация позволяет добиться более точных показаний абсолютных измерений, а также автоматически корректировать показания с учетом эффектов дифференциальной светопотери внутри оптоволоконка, которые могут быть ошибочно интерпретированы как имеющие отношение к притоку в случае использования односторонней системы измерения с отсутствием коррекции.

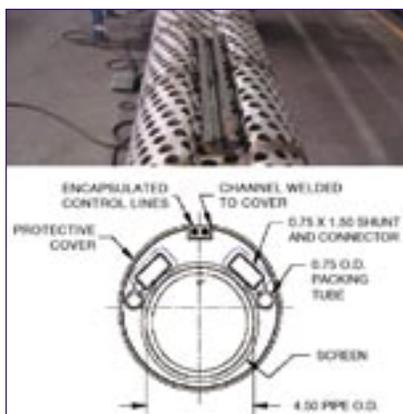


Рисунок 3  
Figure 3

flowing at this rate so the rate will have to be reduced during the running of any PLT tool. This will have an impact both in lost production and that the flow allocation derived from the analysis may not be representative of the full flow rate flow distribution because of changes in layer drawdown at different rates.

Thirdly, installing the DTS system on 80% of the producing wells and restricting the PLT program actually cuts the cost of surveillance in half adding considerable NPV to the operation and shifting the major cost from operating (OPEX) to capital (CAPEX).

Fourthly, any mechanical intervention in oil wells increases HSE risks and can result in a risk to the well itself.

Consequently a system such as the DTS, which is installed with the completion and requires no further intervention, was preferred to running PLT logs as long as the DTS could be demonstrated to deliver zonal flow allocation information comparable to that of the PLT spinner.

### The DTS System

The DTS system makes a temperature measurement every meter along the length of the optical fiber by analysis of backscattered Raman wavelength light from a pulsed laser source. This temperature profile can be interpreted to give information about production profiles in the well during both production and shut-in<sup>1,2,3,4,5</sup>. Because the data is continuously recorded it also shows how production changes with time as a consequence of changing reservoir conditions. Typically a temperature log is acquired every hour on each well, although this frequency can be increased or reduced to suit operational requirements.

The optic fiber is installed in the well by pumping it down inside a 1/4 inch steel tube (control line) which is attached to the outside of the production tubing and then on the outside of the sand-screens **Fig 3** along the reservoir interval. Two control lines are actually run in the well, encapsulated together in a plastic sheath, with a “turn around sub” at the bottom of the completion allowing the fiber to be pumped back to the surface and both ends of the fiber connected to the DTS measurement system. This “double ended” configuration allows for better absolute measurement accuracy and automatically corrects for differential light loss effects along the fiber which can erroneously been interpreted as flow related with a “single ended” uncorrected system.

The DTS systems on BP’s Azeri platforms are connected to a database in BP’s office and data is transmitted automatically to shore via a fiber optic telecom line as soon it is acquired. Thus the temperature data from any well can be accessed and evaluated at anytime by BP’s reservoir surveillance team in Baku, enabling real time reservoir monitoring.

### The first DTS well B-04

On 4th June 2004 an optical fiber was successfully installed in Azeri B-04 over the Pereriv B, C and D reservoirs. This first well was not a sand-screen completion but had been cased and perforated. 5 1/4 inch perforated production tubing had been hung below the packer over the reservoir interval and the annulus between the Pereriv B, C and D reservoirs was separated with swell packers. This will allow for future interventions to isolate any of the major reservoir intervals, as required. The flat packed fiber control lines were attached along the outside of the production tubing and through the elastomer of the swell packers.

The well had been on production for some weeks before the optical fiber was pumped into the control lines and the DTS acquisition system connected up, so it was not possible to obtain a representative undisturbed geothermal gradient measurement over the reservoir interval. Defining the geothermal gradient is important since the gradient will directly impact the flow analysis interpretation. Accurate geothermal definition could be obtained from data from nearby wells or at a later date when this well is shut-in for some reason, assuming that there is no cross-flow due to different layer pressures. Early flow analysis will carry this uncertainty until the issue is resolved.

The geothermal used was assumed linear from the seabed temperature (4.0 Deg C) to the DTS measured bottom hole temperature from which was subtracted an estimate for the flow related Joule Thomson warming at that depth<sup>6</sup> (1.2 Deg C). This was estimated using the lowest flowing layer permeability. This geothermal was similar to PLT geothermal’s from the nearby Chirag field (2.2 deg C/100m).

Расположенные на платформах Бритиш Петролеум на месторождении Азери, системы мониторинга DTS подключены к базе данных в офисе БиПи. Данные передаются на берег в автоматическом режиме по волоконно-оптической линии связи сразу после их получения. Таким образом, находящиеся в бакинском офисе специалисты группы БиПи по мониторингу добычи могут в любое время получить доступ к данным температурных замеров в любой из скважин для их анализа и мониторинга состояния продуктивного пласта в реальном времени.

#### Скважина В-04 – первая, оборудованная системой DTS

4 июня 2004 г. волоконно-оптическая система мониторинга была успешно установлена в продуктивных горизонтах В, С и D свиты Перерыв в скважине В-04 на месторождении Азери. При заканчивании этой скважины песочный фильтр не спускался, вместо этого была спущена и перфорирована лифтовая колонна. Перфорированная эксплуатационная колонна НКТ 5 ¼ дюйма была подвешена ниже пакера над интервалом продуктивного пласта, а затруб между горизонтами В, С и D свиты Перерыв был перекрыт расширяющимися пакерами. Это позволяло производить в дальнейшем работы по изоляции любого из основных продуктивных горизонтов. Трубки для волоконно-оптических линий передачи сигналов в плоском корпусе крепились к наружной поверхности эксплуатационной колонны НКТ и проходили через эластомерный элемент расширяющихся пакеров.

Скважина эксплуатировалась несколько недель прежде чем в трубки для линий передачи сигналов был закачан оптоволоконный кабель и система DTS была подключена. Поэтому отсутствовала возможность произвести замер характерного ненарушенного геотермического градиента в продуктивном интервале. Определение геотермического градиента является важной задачей, поскольку он ▶▶

Because it was not possible to obtain wireline porosity logs over the reservoir interval in this well measurement while drilling (MWD) porosity was used to estimate the layer permeability's from the log porosity to core permeability transform. This indicated that 62% of the kh (permeability-height) existed in the Pereriv D and 33% existed in the Pereriv B suggesting that the Pereriv D would be the main producer. This was counter to what BP expected from other reservoir data that indicated that the Pereriv B would be the main producing sand.

#### The DTS Data

Fig 4 shows a 3-D picture of the first DTS data recorded in the well from 4th to 7th June. This data has been recorded every hour. Thermal and temporal resolution has been improved by:

- Normalizing the data at the fiber turn around sub below the reservoir to reduce temporal noise, which is valid because flow rate over the time period was constant.
- Applying a 7x7 point box average to the data to reduce the statistical noise of the measurement.

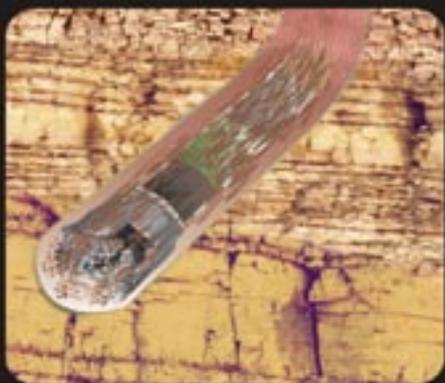
Fig 5 shows the data over the reservoir interval only, indicating the perforated intervals and the location of the swell packers isolating the Pereriv B, C and D formations. Note that the temperature decreases at the swell packers. This is because of the significant difference in thermal conductivity of the packer from its surroundings. The fiber measures the internal packer temperature, which is insulated from the flow in the tubing, rather than the true temperature of the flow in the tubing.

#### Thermal Analysis

Previous thermal modeling of the Pereriv reservoir suggested that at the flow rates and permeability's expected, significant Joule Thompson<sup>6</sup> warming of the oil would occur in the near well bore region due to the ▶▶

# MICROMAX<sup>®</sup>

- мелкодисперсный подход – ваш  
правильный выбор -



*Сведите к минимуму риск!*

**Буровые растворы высокой плотности с пониженной реологией, стабильные пакерные жидкости для условий высоких температур и давлений, жидкости для заканчивания.**

Убедитесь сами - мелкодисперсные округлые частицы позволяют создать стабильные промывочные жидкости с пониженной реологией, не склонные к выпадению утяжелителя.



Мелкодисперсные частицы MICROMAX<sup>®</sup>

За дополнительной информацией обращайтесь по адресу и телефонам указанным ниже

Elkem ASA, Materials  
P.O. Box 8125, Vaagebygd  
NO-4675 Kristiansand - Norway

Telephone: +47 38 01 75 00  
Telefax: +47 38 01 49 70  
e-mail: wdp.materials@elkem.no  
Internet: www.wdp.elkem.com

**Elkem  
Materials**

оказывает непосредственное влияние на интерпретацию потокораспределения. Точное определение геотермического градиента может быть получено по данным из соседних скважин или позже, после закрытия скважины по какой либо причине, при условии отсутствия перетоков из-за разных уровней давления в продуктивных горизонтах. Анализ первичного потокораспределения будет иметь некоторую долю недостоверности пока проблема не будет решена.

Использовавшийся геотермический градиент был принят линейным от температуры морского дна (4° C) до температуры на забое, полученной с помощью DTS, из которой было вычтено расчетное значение относящейся к потоку величины нагрева Джоуля-Томсона для этой глубины<sup>6</sup> (1,2° C). Этот расчет был выполнен с использованием самого низкого значения проницаемости фонтанирующего горизонта. Определенное значение геотермического градиента было близко к результату, полученному при эксплуатационном каротаже с использованием PRT на соседнем месторождении Чираг (2,2° C/100 м).

Поскольку получение диаграммы каротажа пористости в продуктивном интервале этой скважины не представлялось возможным, использовалось значение пористости, определенное при каротаже в процессе бурения (КПБ), для расчета проницаемости пласта с переходом от диаграммы пористости к значению проницаемости по анализу зерна. Данный расчет показал, что 62% эффективной емкости пласта (мощность проницаемой нефтеносной породы) в свите Перерыв находилось в пласте D и 33% в пласте B, указывая на то, что основной приток должен быть из пласта D. Это не согласовывалось с тем, что специалисты БиПи ожидали из анализа других данных по продуктивным пластам, указывавших на то, что горизонт Перерыв B должен дать основной объем дебита скважины.

#### Данные системы мониторинга DTS

На Рис. 4 показано трехмерное изображение первых данных, полученных на скважине с помощью системы мониторинга DTS с 4 по 7 июня. Запись данных производилась каждый час. Для улучшения температурного разрешения и разрешающей способности по времени были приняты следующие меры:

- Нормализация данных на поворотном переходнике волоконно-оптической линии ниже продуктивного горизонта для снижения временного шума, что является обоснованным, поскольку дебит оставался неизменным во времени.
- Применение метода усреднения данных по участкам 7x7 для снижения флуктуационного шума измерений.

На Рис. 5 приведены данные только по продуктивному интервалу, указывающие перфорированные интервалы и положение расширяющегося пакера, разделяющего горизонты B, C и D свиты Перерыва. Следует отметить падение температуры на расширяющихся пакерах. Это объясняется значительной разницей в уровне теплопроводности материала пакеров и среды вокруг них. Волоконно-оптическая система мониторинга замеряет внутреннюю температуру пакера, изолированного от потока жидкости в лифтовой колонне, а не фактическую температуру потока в этой колонне.

#### Тепловой анализ

Результаты предыдущего теплового моделирования продуктивного интервала Перерыва показывали, что, при ожидаемых дебитах и проницаемости, произойдет значительное нагревание нефти (1°-2° C) по эффекту Джоуля-Томсона<sup>6</sup> в призабойной зоне из-за падения давления в зоне притока. Это необходимо учитывать при любом тепловом анализе данного продуктивного пласта. Используемые в анализе уровни давлений в горизонтах продуктивного пласта были взяты по результатам измерения давлений модульным динамическим пластоиспытателем (МДП), проведенного во время бурения скважины в ноябре 2002 г. Конечно пластовые давления в

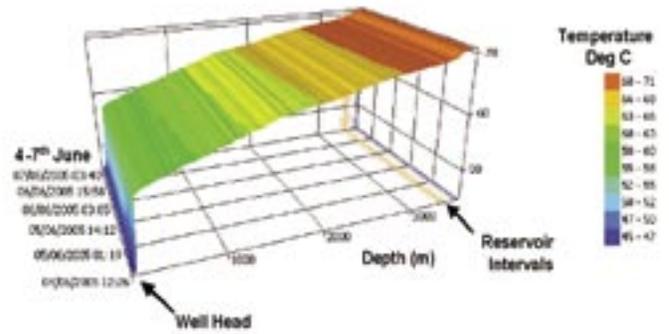


Рисунок 4 – Figure 4

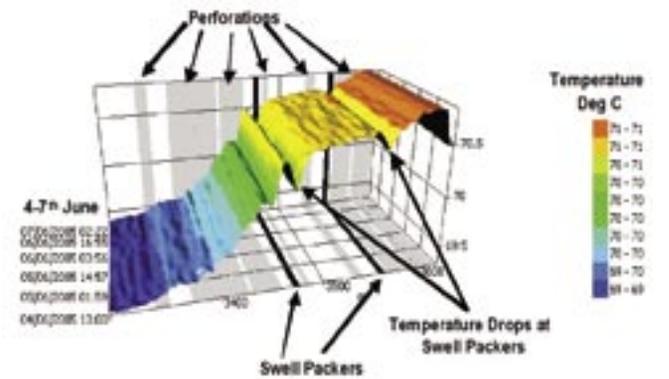


Рисунок 5 – Figure 5

flowing near well pressure drop (1.0-2.0 Deg C). Thus it is essential to take this into account in any thermal analysis performed on this reservoir. The reservoir layer pressures used in the analysis have been taken directly from the MDT pressure tests performed when the well was drilled in November 2002. Of course the reservoir pressures in this part of the reservoir may have changed since, due to production from other parts of the field.

Fig 6 shows the input data for Schlumberger's THERMA modeling software. Average layer permeability is input from the MWD porosity/permeability transform, MDT data is used for the layer pressures and the model calculates the geothermal temperature for each layer from the input geothermal gradient and well trajectory (note that porosity is not a required input for this particular model).

THERMA is a comprehensive near well bore flow and thermal modeling package that calculates, using nodal analysis, the flowing pressures in the near well bore region and production tubing allowing the fluid thermal properties to be determined throughout the system. Then the corresponding flowing well temperatures are calculated, accounting for conduction and convection effects, at any specified radius from the well axis.

The higher MWD predicted kh's in the Pereriv D suggest that this reservoir should produce about 60% of the flow and the thermal model, run with the estimated layer permeability's does indeed confirm this Fig 7. Note that the THERMA predicted temperature curve is actually quite similar to the actual DTS measured temperature profile suggesting that the flow rate from each reservoir layer is not very different from the prediction.

Fig 8. shows the THERMA calculated flow profile after the model's genetic algorithm has been used to fit the modeled temperature profile to the DTS measured profile by optimizing the individual layer permeability's. Once the model curve matches the measured DTS data the calculated layer flow rates are output. Note that the calculated temperature profile is a very good fit to the DTS measured data except for the points where the swell packers are located. ▶▶

этой части продуктивного пласта могли измениться с тех пор в связи с проводившимся отбором нефти на других участках месторождения.

Name	Perfor 01	Perfor 02	Perfor 03	Perfor 04	Perfor 05	Perfor 06	Perfor 07	Perfor 08
MD Top	2385.3	2373.3	2438.3	2479.3	2532.3	2586.3	2641.3	2696
MD Bottom	2383.3	2423.3	2498.3	2466.3	2541.3	2596.3	2650	2628
Color								
Horiz. Permeability	124	124	124	50	56	442	442	442
Vert. Permeability	6.2	6.2	6.2	2.5	2.5	22.8	22.1	22.1
Matrix Permeability	492.25	493.30	492.67	493.81	493.52	495.4	492.58	491
Formation	Coarse							
Slon	0	0	0	0	0	0	0	0
Drainage Radius	2388	2383	2386	2389	2390	2390	2390	2388
Reservoir Thickness	5.4	36.99	25.83	4.60	7.96	17.95	4.35	13.1
Model Type	Vertical							
Porosity	0.070	0	0	0	0	0	0	0
Fluid Temperature	65.36	66.24	66.94	67.96	68.4	69.38	69.37	69.59
Block GDI	Azer 2							
GDI	0.07378	850	850	850	850	850	850	850
Water Cut	0	0	0	0	0	0	0	0

Рисунок 6 – Figure 6

На Рис. 6 показаны исходные данные для использования в программе моделирования THERMA фирмы Шлюмберге. Среднее значение проницаемости горизонта для исходных данных брались из преобразования пористость/проницаемость по результатам измерений в процессе бурения, значения пластовых давлений брались по результатам исследования МДП. В модели рассчитывается геотермическая температура для каждого горизонта по введенному значению геотермического градиента и траектории ствола скважины (необходимо заметить, что использование значения пористости конкретно для этой модели не требовалось).

Программа THERMA является комплексным инструментом ►►

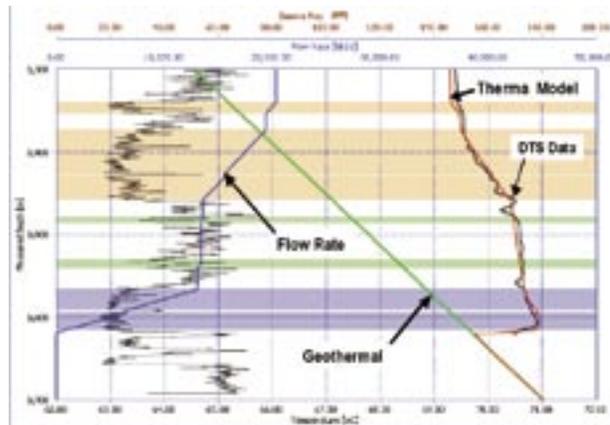


Рисунок 7 – Figure 7

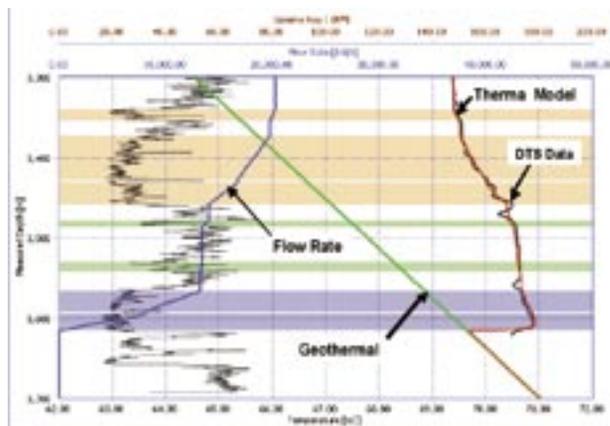
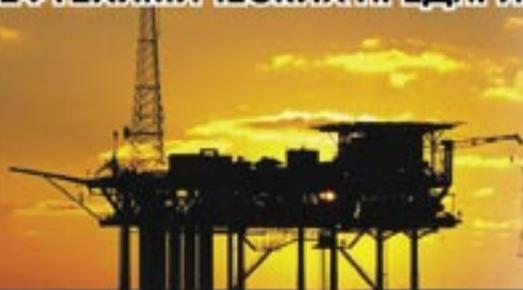


Рисунок 8 – Figure 8

## УСОВЕРШЕНСТВОВАННАЯ ПРОТИВОПОЖАРНАЯ ЗАЩИТА ПО ТЕХНОЛОГИИ NI-FOG® ДЛЯ МОРСКИХ ОБЪЕКТОВ НЕФТЕГАЗОДОБЫЧИ И НЕФТЕХИМИЧЕСКИХ ПРЕДПРИЯТИЙ



- Немедленная активация при возникновении пожара - отсутствие необходимости в эвакуации персонала
- Безопасная для персонала и окружающей среды альтернатива газообразным системам пожаротушения
- Компоненты системы пригодны для использования в опасных зонах
- Богатый опыт комплексных решений для морских объектов нефтегазодобычи

**Проверена**

более чем в 5000 полномасштабных противопожарных испытаниях

**Сертифицирована**

основными классификационными обществами

**Доказала эффективность**

при тушении реальных пожаров на морских и наземных нефтегазовых и нефтехимических объектах



**Marioff Corporation Oy**

Tel. +358 9 870 851, fax +358 9 8708 5374, e-mail: marinesales@marioff.fi, www.marioff.com

Канада, Финляндия, Франция, Германия, Италия, Испания, Швеция, Великобритания, США

www.marioff.com

для моделирования теплового режима и призабойного притока, который используется для расчетов, с помощью метода узлового анализа, гидродинамических давлений в призабойной зоне и лифтовой колонне, позволяя определить тепловые свойства жидкости во всей системе. Затем рассчитываются температуры соответствующих гидродинамических потоков в скважине на любом расстоянии от оси скважины, с учетом теплопроводности и конвекции.

Более высокое значение эффективной емкости пласта для горизонта Перерыв D по измерениям в процессе бурения означает, что этот горизонт должен давать 60% всего дебита скважины. А тепловая модель с использованием расчетной проницаемости горизонта подтверждает это (Рис. 7). Следует обратить внимание, что прогнозная температурная кривая по THERMA довольно хорошо сопоставима с фактическим температурным профилем по результатам DTS измерений, что говорит об очень незначительном отличии объемов притока из каждого горизонта от соответствующих прогнозных уровней.

На Рис. 8 показан рассчитанный программой THERMA профиль потока после использования генетического алгоритма модели для соответствия смоделированного температурного профиля профилю, определенному по результатам DTS замеров, с помощью оптимизации значений проницаемости каждого отдельного горизонта. После того, как смоделированная кривая совпадет с данными замеров по DTS, выдаются расчетные уровни отбора из каждого горизонта. Следует отметить, что полученный в результате расчета температурный профиль очень хорошо согласуется с данными DTS мониторинга, за исключением зон расположения расширяющихся пакеров.

На Рис. 9 представлено итоговое распределение проницаемости, рассчитанное по оптимизации генетического алгоритма.

На Рис. 10 приведено прямое сравнение рассчитанных притоков и температур для каждого горизонта по расчетной модели проницаемости, основанной на результатах КПБ, и согласованной модели, построенной программой THERMA с анализом результатов DTS замеров по генетическому алгоритму, демонстрирующее хорошее согласование между спрогнозированными значениями притоков и температур и фактическими по результатам измерений системой DTS.

### Проблематика

Данные, полученные с помощью DTS мониторинга в скважине В-04 на месторождении Азери, имеют высокое качество, указывают расположение термоизолированных объектов, таких как расширяющиеся пакеры, и могут легко интерпретироваться с помощью разработанной Шлюмберге программы THERMA для получения профиля потока.

Однако, в настоящее время существуют две основные неопределенности в тепловом анализе данных:

### Геотермический градиент

Пока отсутствуют точные сведения о действительной величине геотермического градиента в этой части продуктивного пласта. Всегда ли результаты анализа данных каротажа с PLT на Чираге соответствуют рассчитанным по каротажу в процессе бурения значениям пористости продуктивного горизонта, и является ли горизонт Перерыв D основным продуктивным горизонтом? Или величина геотермического градиента в этой части продуктивного пласта ниже, что подтверждает прогнозировавшееся специалистами БиПи распределение притоков (большой приток из пласта Перерыв В) и признаёт несостоятельным рассчитанный по результатам КПБ уровень проницаемости.

На данный момент информации для однозначного решения этой проблемы недостаточно. Тем не менее, до конца текущего года планируется остановка этой скважины. В период ее бездействия полученные при замерах значения пластовых температур должны возвратиться к уровню локального геотермического градиента, обеспечив решение проблемы.

Fig 9 is the resulting permeability distribution calculated by the genetic algorithm optimization.

Fig 10 compares directly the calculated flow contributions and temperatures for both the BP MWD estimated permeability model and the THERMA DTS genetic algorithm fit model showing good agreement between the flows and temperatures that were predicted and those that were actually measured using the DTS system.

### Discussion

The DTS data initially acquired on Azeri B-04 is of high quality, indicated the location of thermally insulating items such as swell packers and can readily be interpreted using Schlumberger's THERMA software to obtain a flow profile.

However there are currently two major uncertainties in the thermal analysis of the data, they are:

#### The geothermal gradient

The true value of the geothermal in this part of the reservoir is not yet reliably known, is it typical of the Chirag PLT data making the analysis consistent with the MWD calculated layer permeability's and the Pereriv D the major contributor? or is the geothermal gradient lower in this part of the reservoir giving the BP expected flow distribution (higher flow in the Pereriv B) and invalidating the MWD calculated permeability?

At this point of time there is insufficient data to resolve this problem unequivocally. However later this year a well shut down is planned and the measured reservoir temperatures should then return to the local geothermal gradient - resolving the issue.

#### The reservoir layer pressures

The layer pressures used as input to the model were taken from the MDT log run in November 2002. Since then it is possible that the layer pressures have changed due to production from other parts of the field.

Because the THERMA model calculated layer flow rate, achieved by varying layer permeability's (Fig 8), is a function of both layer pressure and permeability, errors in the layer pressures will contribute towards errors in the calculated layer permeability's (Fig 10), although this will not affect the resulting layer flow rates which are a function of the layers PI.

At some future date when the DTS data indicates the flow profile has changed the analysis can be repeated, allowing reservoir layer pressures to be the variable rather than layer permeability's. This will give an indication of how the individual reservoir layers are depleting as a result of field production as well as calculating the new flow profile5.

When the well is shut-in any significant differences in the layer pressures will manifest themselves as cross-flow between the reservoir layers. This will be evident on the DTS temperature data recorded during the shut-in and will confirm changes in individual layer pressures away from the norm.

Name	Pereriv B1	Pereriv B2	Pereriv B3	Pereriv C1	Pereriv C2	Pereriv D1	Pereriv D2-1	Pereriv D2-2
MB Top	1546.3	1675.3	1430.3	1475.3	1678.3	1546.3	1678.3	1600
MB Bottom	1353.3	1427.3	1430.3	1485.3	1641.3	1596.3	1600	1395
Color								
Horiz. Permeability	70	340	179	149	25	330	470	733
Vert. Permeability	3.5	5	8.0	7.45	1	17.5	22.5	31
Static Pressure	4982.25	4940.52	4572.47	4982.24	4939.52	4965.4	4982.58	4990
Formation	Coarse	Coarse						
Skin	0	0	0	0	0	0	0	0
Drainage Radius	2000	2000	2000	2000	2000	2000	2000	22000
Reservoir Thickness	5.4	38.75	22.88	5.4	7.25	17.95	4.23	21.74
Model Type	Vertical	Vertical						
Porosity	0.3	0	0	0	0	0	0	0
Fluid Temperature	65.38	66.24	65.94	67.55	66.4	69.08	69.27	64.94
Block ID	Azeri 2	Azeri 2						
GOR	0.97578	0.98	0.98	0.98	0.98	0.98	0.98	0.98
Water Cut	0	0	0	0	0	0	0	0

Рисунок 9 – Figure 9

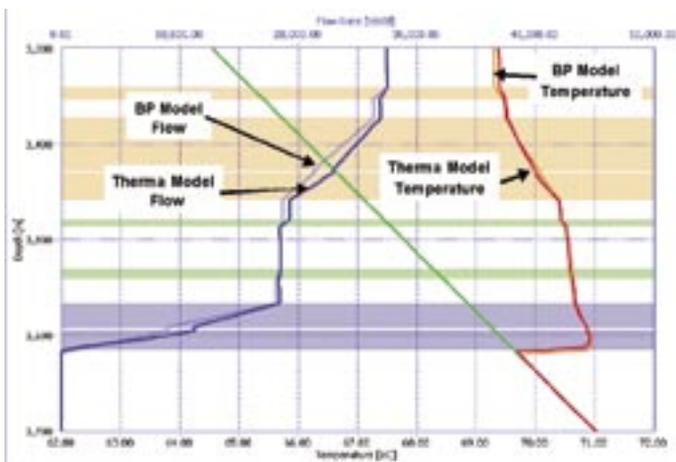


Рисунок 10 – Figure 10

### Давления в продуктивных горизонтах

Уровни давлений в продуктивных горизонтах, использованные в качестве исходных данных при моделировании, были взяты из результатов замеров с модульным динамическим пластоиспытателем, проведенных в ноябре 2002 г. С того времени пластовые давления могли измениться в связи с проводившимся отбором нефти на других участках месторождения.

Поскольку рассчитанный при моделировании с помощью THERMA уровень притока из отдельного горизонта, полученный с использованием различных значений проницаемости (Рис.8), является производным как давления в продуктивном горизонте (ПГ), так и проницаемости, ошибки в используемых уровнях давления ПГ приводят к неправильному определению проницаемости ПГ (Рис. 10). Хотя это не отразится на итоговых значениях объемов притоков, которые являются производными коэффициентов продуктивности горизонтов.

В какой то момент в дальнейшем, когда данные по DTS будут указывать на изменение профиля притока из скважины (дебита), анализ может быть проведен снова, с использованием в качестве переменных величин уровней давления ПГ вместо пористости ПГ. Это даст представление о характере истощения продуктивного горизонта в результате эксплуатации месторождения, а также позволит рассчитать новый профиль притока из скважины<sup>5</sup>.

Когда скважина закрыта, любые значительные различия уровней давления продуктивных горизонтов будут означать межпластовые перетоки. Это будет видно из данных замеров температуры по DTS в закрытой скважине, и станет подтверждением изменения уровней пластовых давлений отдельных продуктивных горизонтов, смещение этих уровней от нормы.

### Выводы

Встроенная волоконно-оптическая система DTS для мониторинга эксплуатации продуктивных пластов была успешно применена на скважине В-04 на разрабатываемом Бритиш Петролеум месторождении Азери и позволила получить данные высокого качества вскоре после начала эксплуатации скважины.

Анализ полученных данных показал, что основную часть дебита скважины составляет приток из продуктивного горизонта Перерыв D, что противоречило ожиданиям специалистов БиПи, но соответствовало значениям проницаемости пластов, рассчитанным по данным замеров в процессе бурения, и региональному геотермическому градиенту.

Остающаяся проблема неопределенности будет разрешена во время планируемой остановки скважины, и будет точно определен геотермический градиент для этой части продуктивного пласта. В это время также станут явно видны любые межпластовые перетоки, указывая на изменение уровней давления в отдельных горизонтах их смещение от нормы. ▶▶

### Conclusions

A fiber-optic permanently installed reservoir monitoring DTS system has been successfully deployed on BP's Azeri B-04 well and high quality data obtained shortly after the well was put on production.

Analysis of the data suggests that the major flow contribution is from the Pereriv D reservoir – which is contrary from what was expected by BP although consistent with the MWD estimated layer permeability's and regional geothermal gradient.

Outstanding uncertainty will be resolved when the well undergoes a planned shut-in and the geothermal gradient can be clearly defined in this part of the reservoir. At this time any cross-flow between the reservoir layers will also become evident indicating changes in individual layer pressures away from the norm.

Future monitoring of this well with the DTS system will allow BP to identify when layer flow contributions change and relate these to changes in layer pressures using a near well thermal reservoir model such as Schlumbergers THERMA software.

Installing similar systems on future wells in the Azeri field will enable the important job of reservoir monitoring to proceed without impacting the drilling schedule, the need to reduce flow rate whilst monitoring occurs and with little risk to the wells resulting in significant cost savings.

### Acknowledgements

The authors would like to express their gratitude to BP and it's partners for permission to publish the data contained in this paper.

### References

1. Curtiss, M. R. Witterholt, E. J.: "Use of the temperature log for determining flow rates in wells," paper SPE 4737, presented at the SPE 48th Annual Technical Conference and Exhibition, Las Vegas, Nevada, October 1973.
2. Brown, G. A. Kennedy, B. Meling, T.: "Using fibre-optic distributed temperature measurements to provide real-time reservoir surveillance data on Wytch Farm field horizontal extended-reach wells," paper SPE 62952 presented at the 2000 SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Dallas, Texas. October 2000.
3. Brown, G. A. Storer, D. McAllister, M. al-Asimi, A. Raghavan, K.: "Monitoring horizontal producers and injectors during cleanup and production using fiber-optic-distributed temperature measurements," paper SPE 84379 presented at the Annual Technical Conference and Exhibition, Denver, Colorado. October 2003.
4. Brown, G. A. Carvalho, V. Wray, A. Smith, D. Toombs, M. Pennell, S.: "Monitoring alternating CO<sub>2</sub> and water injection and its effect on production in a carbonate reservoir using permanent fiber-optic distributed temperature systems", paper SPE 90248 presented at the Annual technical Conference and Exhibition, Houston, Texas. September 2004.
5. Brown, G. A. Fryer, V. ShuXing, D. Otsubu, Y. Guilfoyle, P.: "Monitoring of real-time temperature profiles across multi-zone reservoirs during production and shut-in periods using permanent fiber-optic distributed temperature systems." Paper SPE 92962 presented at the SPE Asia Pacific Oil & Gas Conference and Exhibition (APOGCE), Jakarta, April 2005.
6. Joule, J. P. Thomson, W.: "On the Thermal Effects of Fluids in Motion." Philosophical Transactions of the Royal Society of London, London (1853) 143, 357-365. ■

Дальнейший мониторинг данной скважины с помощью системы DTS позволит специалистам БИПИ определить момент изменения объема притока из отдельных продуктивных горизонтов и соотнести это с изменениями уровней пластовых давлений, используя тепловое моделирование призабойной зоны пласта с помощью программы THERMA фирмы Шлюмберже.

Использование подобных систем на других эксплуатационных скважинах месторождения Азери обеспечит продолжение важного процесса мониторинга эксплуатации пластов без негативного воздействия на график бурения или необходимости снижения уровня добычи для проведения внутрискважинных исследований, а также позволит уменьшить риск отрицательного воздействия на скважину. Все это будет способствовать значительному повышению экономической эффективности при эксплуатации месторождения.

### Благодарность

Авторы выражают свою благодарность компании Бритиш Петролеум и ее партнерам за разрешение на публикацию данных в настоящей статье.

### Литература

1. Curtis, M. R. Witterholt, E. J.: "Use of the temperature log for determining flow rates in wells," paper SPE 4737, presented at the SPE 48th Annual Technical Conference and Exhibition, Las Vegas, Nevada, October 1973.

2. Brown, G. A. Kennedy, B. Meling, T.: "Using fibre-optic distributed temperature measurements to provide real-time reservoir surveillance data on Wytch Farm field horizontal extended-reach wells," paper SPE 62952 presented at the 2000 SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Dallas, Texas. October 2000.

3. Brown, G. A. Storer, D. McAllister, M. al-Asimi, A. Raghavan, K.: "Monitoring horizontal producers and injectors during cleanup and production using fiber-optic-distributed temperature measurements," paper SPE 84379 presented at the Annual Technical Conference and Exhibition, Denver, Colorado. October 2003.

4. Brown, G. A. Carvalho, V. Wray, A. Smith, D. Toombs, M. Pennell, S.: "Monitoring alternating CO<sub>2</sub> and water injection and its effect on production in a carbonate reservoir using permanent fiber-optic distributed temperature systems", paper SPE 90248 presented at the Annual technical Conference and Exhibition, Houston, Texas. September 2004.

5. Brown, G. A. Fryer, V. ShuXing, D. Otsubu, Y. Guilfoyle, P.: "Monitoring of real-time temperature profiles across multi-zone reservoirs during production and shut-in periods using permanent fiber-optic distributed temperature systems." Paper SPE 92962 presented at the SPE Asia Pacific Oil & Gas Conference and Exhibition (APOGCE), Jakarta, April 2005.

6. Joule, J. P. Thomson, W.: "On the Thermal Effects of Fluids in Motion." Philosophical Transactions of the Royal Society of London, London (1853) 143, 357-365. ■

# THINKING RUSSIA? THINK ROGTEC!

RUSSIAN OIL & GAS TECHNOLOGIES • A PUBLICATION BY THE MOBIUS GROUP



ROGTEC, Russian Oil and Gas Technologies, your new media vehicle for existing and new client promotion in Russia and the Caspian. Covering the latest technology developments, company news, mergers, investments and case studies, ROGTEC provides the market with cutting edge editorial and insightful reporting that will help shape technology policy. Get in contact NOW for special advertising rates for our January issue.

**REMEMBER, IF YOU'RE THINKING RUSSIA, THINK ROGTEC!**

The Mobius Group. Tel: 00 (34) 952 927 118 Fax: 00 (34) 952 880 947 Email: sales@rogtecmagazine.com Web: www.rogtecmagazine.com