

Результат применения оптоволоконных технологий распределенной термометрии при освоении скважины с помощью ЭЦН

Ю.В. Лапшина

бакалавр¹, техник-интерпретатор²
lapshina@pitc.pnsh.ru

В.Ф. Рыбка

начальник НТУ²
rvf@pitc.ru

¹ПГНИУ

²ООО «ПИТЦ «Геофизика», Пермь, Россия

Кратко описана методика обработки и измерения данных термометрии, полученных при помощи оптоволоконна. Приведены практические примеры, полученные в результате опытно-промышленных работ.

Материалы и методы

термометрия, DTS

Ключевые слова

оптоволоконный геофизический кабель,
термометрия, ЭЦН,
контроль за разработкой, DTS

Перспективы развития нефтегазовой отрасли во многом определяются применением передовых технологий. Во всех отраслях промышленности происходит постепенное замещение механизированного труда на роботизированный и принятие решений с помощью технологий искусственного интеллекта [6].

Проекты создания интеллектуальных скважин и интеллектуальных месторождений достаточно давно разрабатываются ведущими мировыми добывающими компаниями. Внедрение технологий искусственного интеллекта ознаменовало собой новый этап в эволюции процесса эксплуатации скважин. В настоящее время, в скважинах со стандартным набором оборудования, отсутствует возможность адекватного реагирования на изменение внутрискважинных условий, а разделение добываемой продукции на отдельные фазы (нефть, газ и вода) происходит уже после ее поступления на устье [6]. В интеллектуальной скважине, процесс принятия решения и реакции на изменения должен быть автоматизирован.

В целом, система «интеллектуальная скважина» состоит из трех основных компонентов: системы получения глубинной и наземной информации о работе пластов и оборудования в скважине, системы принятия решений (полностью или частично автоматизированной) и системы изменения параметров работы скважины. Все они объединены одной логической цепью [11].

Всю необходимую информацию о работе скважины и пласта, способны предоставить оптоволоконные (ОВ) технологии контроля работы пласта и скважинного оборудования, совместно с глубинными манометрами, устройствами контроля работы скважины на устье.

Опытное применение подобных систем началось около 10 лет назад, благодаря ведущим мировым компаниям. Однако, уровень развития технологии и ее высокая стоимость, предопределила неудачный старт на российском рынке. Первый мониторинг работы

скважин производился аппаратурой с уровнем шумов, превышающим 0,5°C и временем накопления более 0,5 часа. Это не позволило на должном уровне решить такие основные задачи, как определение работающих интервалов, дебит и состав поступающего флюида, выделение заколонных перетоков и негерметичность колонны, амплитуда температурных аномалий от которых во многих случаях не превышает 0,4–0,8°C для притоков жидкости.

Начиная с 2012 г., ООО «ПИТЦ «Геофизика» активно проводит работы по внедрению оптоволоконных технологий.

Технология распределенной термометрии при помощи оптоволоконна

Термометрия — метод ГИС, заключающийся в изучении пространственно-временного распределения температуры по стволу скважины в установившемся и не установившемся режимах, с целью решения геологических и технологических задач [4, 7].

Опыт показывает, что при контроле за разработкой, наиболее информативным методом при решении задач диагностики является термометрия.

Однако, стандартный способ измерения температуры в стволе скважины имеет ряд недостатков, таких как возмущение поля и его изменение в процессе движения прибора, что приводит к неточности измерения небольших аномалий и их последующей, неправильной интерпретации. Кроме того, для проведения измерений необходимо наличие каротажного подъемника и партии ГИС. Эти проблемы позволяют решить оптоволоконная технология.

На мировом рынке услуг данная технология известна как Distributed Temperature Sensors (DTS), т.е. оптико-волоконная система термометрии скважин с распределенными датчиками температуры (ОВ система) [8].

Под волоконно-оптическим измерением температуры понимают применение оптоэлектронных приборов, при которой стеклянные волокна используются в качестве

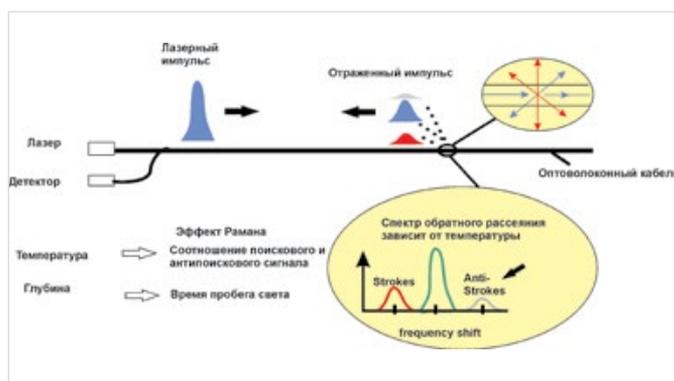


Рис. 1 — Принцип действия оптоволоконной термометрии

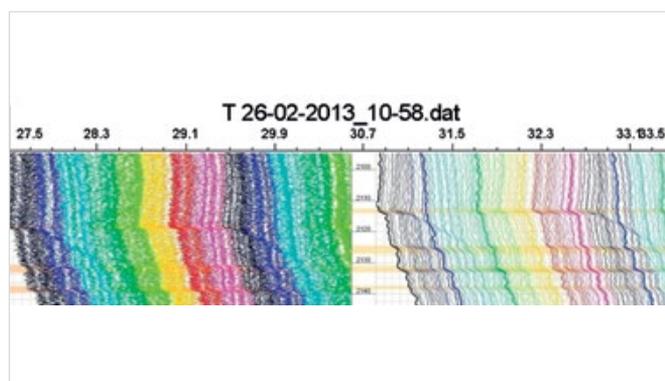


Рис. 2 — Пример данных термограмм до и после обработки. (Слева данные до обработки, справа — после фильтрации. На обработанных термограммах четко видно аномалию, связанную с формированием ВНП, а на исходных она едва заметна).

локальных распределенных измерительных датчиков.

Для измерения температуры, используется рамановское или комбинационное рассеяние, которое возникает при неупругом рассеянии фотонов входного светового импульса на атомах вибрирующих молекул. В результате, возникают фотоны, как с меньшей энергией (и большей длиной волны), чем у входного импульса, так называемые стоксы, так и с большей энергией (с меньшей длиной волны) — антистоксы. Последние, наиболее чувствительны к изменению температуры [9].

Мерой температуры является отношение интенсивности антистоксов к интенсивности стоксов. Интенсивность сигналов рамановского рассеяния мала, и их выделение требует применения чувствительных спектрометров. Однако, смещение линий спектра этого рассеяния, относительно длины волны входного импульса, достаточно велико и составляет доли террагерца, что облегчает решение этой задачи [9].

Схематически, структура волоконно-оптической системы состоит из блока формирования сигнала, малогабаритного лазера, приемного блока и блока микропроцессора, а также световодного кабеля в качестве линейного температурного датчика. Свет лазера направляется в световод. В любой точке вдоль волокна возникает комбинационный рассеянный свет, излучаемый во всех направлениях. Часть света движется в обратном направлении к блоку формирования сигнала. Затем выполняется спектральная фильтрация света, его преобразование в измерительных каналах в электрические сигналы, усиление и электронная обработка. Из отношения кривых обратного рассеивания света получают температуру волокна вдоль световодного кабеля [10]. Для устранения влияния агрессивной скважинной среды оптоволоконно помещается в бронированный геофизический кабель или металлическую трубку.

Высокую надежность и длительный срок

работы системы дает отсутствие в скважине сложных электронных и механических устройств, герметичных разъемов. Распределенный датчик характеризуется высокой стабильностью и помехозащищенностью.

Основными техническими параметрами ОВ-систем для определения работы пластов являются:

- Разрешение по длине подключенного распределенного датчика. Не менее 0,2 м.
- Минимально доступная величина, изменение показателя температуры (чувствительность) на единичном отрезке распределенного датчика, не менее 0,1°C.
- Максимально возможная длина подключенного распределенного датчика температуры. Зависит от глубины скважин. Как правило, достаточно 3–5 км.
- Контролируемый температурный диапазон. Зависит от региона работ. Как правило, достаточно -20 до +250°C.
- Инерционность измерительной системы (учитывающей время накопления сигнала и инерционность геофизического кабеля) — не более 20 минут.

Поскольку это параметры взаимосвязаны, подбор ОВ системы должен вестись по

сумме всех параметров. Многие предлагаемые на рынке ОВ-системы разрабатывались для более простых с технической точки зрения задач, не могут обеспечить необходимые технические параметры в комплексе и не пригодны для решения задач контроля за разработкой месторождения.

В ОВ системе, предназначенной для интеллектуальной скважины, должна быть предусмотрена возможность для удаленного мониторинга объекта, с целью принятия решений в интеллектуальных центрах нефтяных компаний, вплоть до автоматической реакции на нештатные ситуации.

В течение 2012–2013 г. г. ООО «ПИТЦ «Геофизика» активно проводило испытания оптоволоконных регистраторов (DTS) различных изготовителей (3 разработчика), дорабатывало технологию получения и обработки скважинного материала, технологию визуализации и интерпретации полученных данных.

Внедрение оптоволоконных технологий

Опытно-промышленные работы по внедрению оптоволоконных технологий производились на скважинах ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» в 2012–2013 г. г. Одновременно проводился



Рис. 3 — Примеры выделения заколонных перетоков и негерметичности колонны

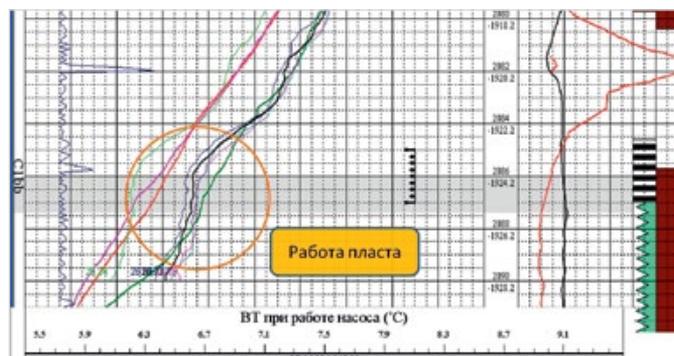


Рис. 4 — Пример отображения на диаграммах работы пласта на кривых оптоволоконного исследования

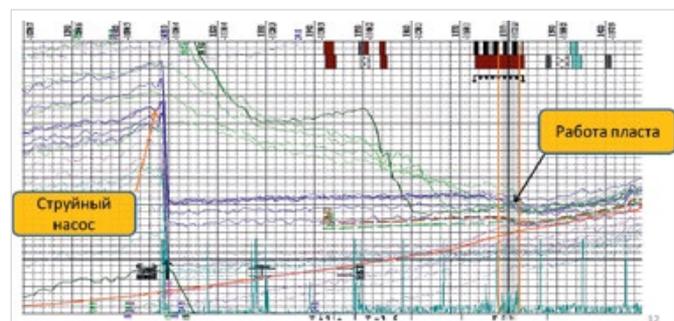


Рис. 5 — Пример температурных аномалий, связанных с движением фронта жидкости

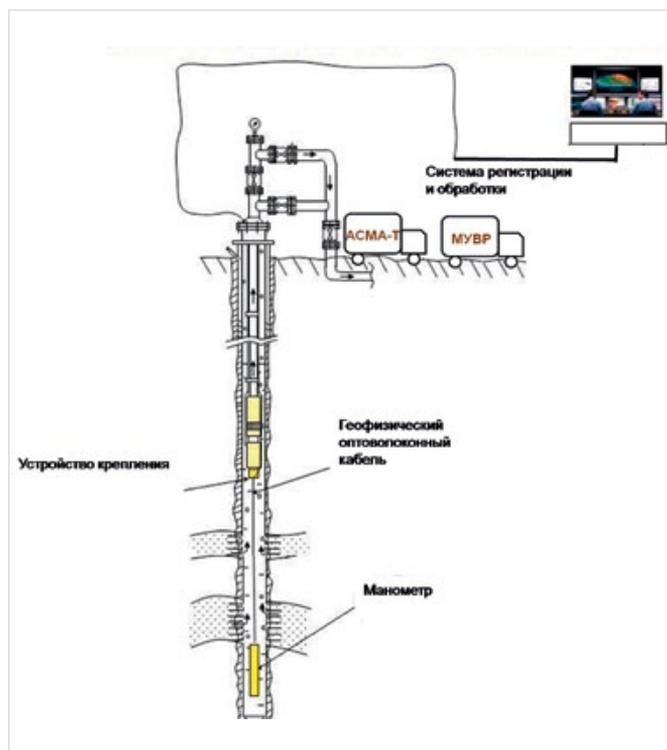


Рис. 6 — Схема подключения оборудования

подбор оборудования и разработка технологии проведения работ, обработки и интерпретации результатов. Работы проводились ООО «ПИТЦ «Геофизика» совместно с ООО «Универсал-сервис». Аппаратуру для замера температуры по стволу предоставило ООО «Техногеника». Использовался геофизический ОВ-кабель ООО «Пермь геокабель»

Для интерпретации данных были разработаны модули фильтрации и визуализации к специализированному ПО «Прайм», результат работы которых представлен на рис. 2.

Далее, после обработки, по результатам измерений были сделаны следующие выводы:

- данные термометрии, полученные при помощи оптоволоконна хорошо выделяют места притока (ухода) жидкости и газа, достаточно явно показывают зоны негерметичности и заколонные перетоки (рис. 3, 4);
- при остановке струйного насоса (во время откачки жидкости из мерной емкости) в интервалах 0–120, 1310–1381,6 м, по данным оптоволоконных измерений наблюдаются температурные аномалии, связанные с движением фронта жидкости (рис. 5);

Замеры температуры оптоволоконным кабелем достаточно хорошо совпадают с замерами ВТ, сделанными прибором СОВА. Подобранный оптимальный режим записи со временем накопления 12 мин, что позволило уменьшить шумы сигнала до приемлемого уровня 0,1°C, и путем фильтрации получить гладкие кривые без искажения интерпретационных аномалий. При этом, инерционность измерительной системы не мешала интерпретации.

Опытные работы при освоении скважины ЭЦН

Для разработки технологии распределенной термометрии при освоении скважины и подбору оптимального режима работы ЭЦН, были проведены исследования в скважине 4 на X месторождении.

Работы с применением оптоволоконного кабеля проводились с 26.02.13 и продолжались до 30.04.13, с использованием

технологии спуска глубинного манометра на оптоволоконном геофизическом кабеле под насос. Кроме того, был проведен мониторинг работы пластов через 3 месяца после освоения.

Во время освоения скважины постоянно проводились замеры температуры по стволу скважины, с помощью оптоволоконна производился отбор и анализ проб жидкости, замер дебита, замер динамического уровня, замер давлений на забое, в линии и затрубном пространстве. Кроме того, изменялась частота питания ЭЦН для изменения его производительности. (Схема подключения оборудования приведена на рис. 6)

В результате первичной обработки данных были построены 3D модели, позволяющие оценить работу скважины в целом, на качественном уровне. Модель наглядно отобразила полученные данные, и позволила провести предварительную оценку информации (рис. 7, 8).

В последующем, обработка данных проводилась на более детальном уровне. Данные термометрии были представлены на планшетах, совмещены с данными манометров и проб жидкости. На планшетах отслезены характерные температурные аномалии, интерпретация которых позволила определить работу пластов: опускание воды к забою скважины от продуктивного пласта (рис. 9), возникновение аномалии связанной с гравитационным распределением флюидов и формированием ВНР (рис. 10), негерметичность колонны (рис. 11). Также, по данным измерений, можно оценить вклад интервалов в общую работу скважины (рис. 12).

Режим работы насоса: начало, перерывы, перегрев — и опускание уровня (рис. 13) хорошо определяются по планшетам, сделанным во всем интервале скважины.

Подбор оптимального режима работы насоса может быть осуществлен подбором частоты, обеспечивающей минимальный динамический уровень длительное время — для максимальной добычи или обеспечивающий

максимальную работу необходимых попластов — для уменьшения обводненности продукции.

Совмещение результатов температурных наблюдений с данными манометров и результатами анализа проб жидкости позволило точнее определить гидродинамические свойства пластов и модель фильтрации, рассчитать пластовое давление, фильтрационные свойства, скин-фактор, определить контур питания залежи.

Последующий мониторинг работы пластов, проведенный через три месяца после освоения скважины выявил практическое отключение из работы верхнего интервала перфорации, ранее дававшего не менее 35% дебита, а так же перераспределение дебита между пластами. Перераспределение работы пластов связано с истощением ограниченной залежи и дегазацией продукции в глубине пласта.

Итоги

Построение системы непрерывного мониторинга на основе оптоволоконных технологий возможно на имеющихся программно-аппаратных средствах.

Оптоволоконные системы, в комплексе со стандартными системами манометров и анализом состава, предоставляют полную информацию о работе пластов.

Получаемая информация позволяет проводить:

- подбор оптимального режима работы скважинного оборудования;
- фиксацию и предотвращение работы ЭЦН в «экстремальных» режимах;
- определение изменений в работе пластов в режиме реального времени;
- определение проблем в скважине (негерметичность, заколонные перетоки);
- мониторинг работы скважины в течение всего межремонтного периода.

Выводы

Оптоволоконные геофизические технологии перспективны на газовых месторождениях, ввиду большого различия термодинамических

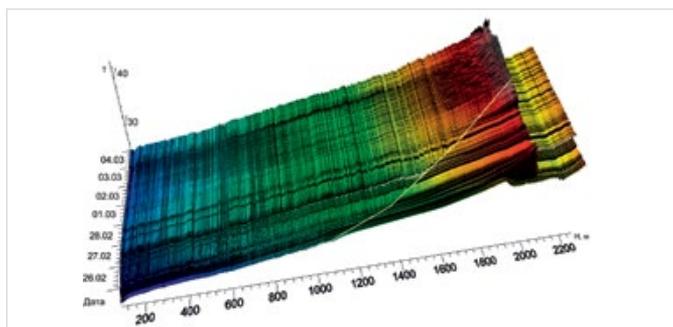


Рис. 7 — Изменение уровня во время работы насоса

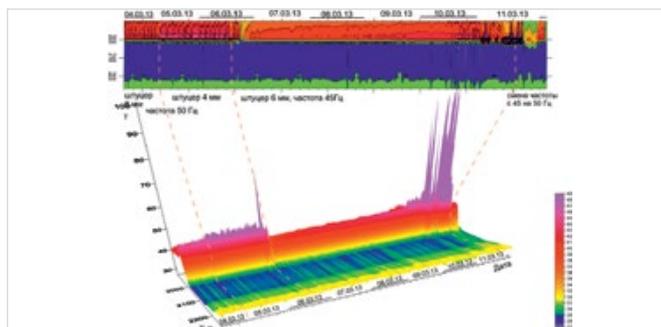


Рис. 8 — Изменение температуры при различных режимах работы скважины

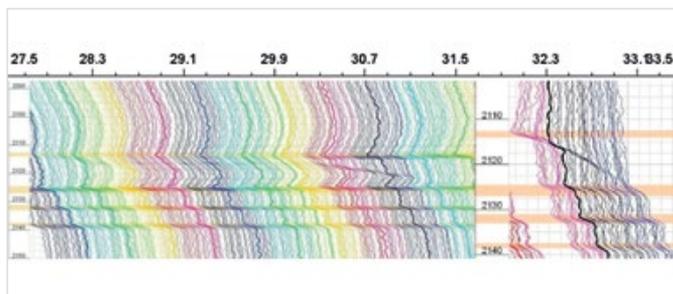


Рис. 9 — Пласт 2112–2114 в продукции содержит воду, которая опускается к забою скважины

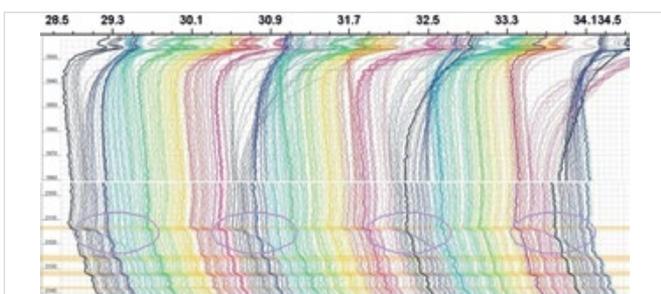


Рис. 10 — Возникновение аномалии связанной с гравитационным распределением флюидов и формированием ВНР при периодической работе насоса

свойств жидкости и газа, отсутствия необходимости движения кабеля во время замера и длительному времени эксплуатации без необходимости глушения скважины.

Дальнейшее развитие ОВ-технологий и построение на их основе систем интеллектуальная скважина лежит в обеспечении более устойчивого определения дебита пластов и состава поступающего продукта.

Это возможно с помощью распределенных датчиками расходомерии и состава флюида, оптоволоконных систем измерения давления, распределенной скважинной шумомерии.

Кроме того, необходимо построение систем автоматического сбора всей скважинной информации и передачи ее в центры обработки, систем распознавания и реагирования на нештатные ситуации.

Разработка и внедрение этих систем, позволит более достоверно и оперативно принимать управляющие решения, а с появлением систем управления работой скважинного оборудования автоматизировать весь процесс работы скважины.

Список используемой литературы

1. Валиуллин Р.А., Вахитова Г.Р., Назаров В.Ф. и др. Термогидродинамические исследования пластов и скважин нефтяных месторождения. Уфа: РИО БашГУ, 2004. 250 с.
2. Горбачев Ю.И. Геофизические исследования скважин. М.: Недра, 1990. 398 с.
3. Дахнов В.Н. Интерпретация результатов геофизических исследований разрезов скважин. М.: Недра, 1982. 448 с.
4. Добрынин В.М. Интерпретация результатов геофизических исследований нефтяных и газовых скважин. М.: Недра, 1988. 476 с.
5. Косарев В.Е. Контроль за разработкой нефтяных и газовых месторождений. Казань: Казанский государственный университет, 2009. 145 с.
6. Интеллектуальные скважины открывают новые горизонты. New Horizons — Smart Wells // ROGTEC. №6. С. 44–46
7. Сковородников И.Г. Геофизические исследования скважин: курс лекций. Екатеринбург: УГГГА, 2003. 294 с.
8. Аксельрод С.М. Оптико-волоконная технология при геофизических исследованиях в скважинах // Каротажник. 2006. №1 (142). С. 184–204.
9. Оптоволоконные технологии геофизических исследований нефтяных и газовых, нагнетательных скважинах, «ГИРСОФТ», Москва.
10. www.weatherford.com
11. Круглый стол на тему «Интеллектуальная скважина» в рамках V Международной специализированной выставки «Нефтедобыча. Нефтепереработка. Химия» // Нефть. Газ. Новации. 2011. №11. С. 16–21.

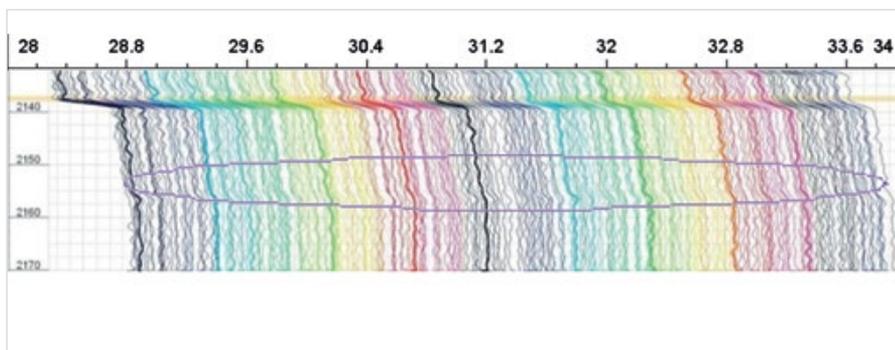


Рис. 11 — Аномалия, возникающая ниже перфорированных пластов — связана с негерметичностью колонны в районе муфтового соединения. Приток из негерметичности незначителен

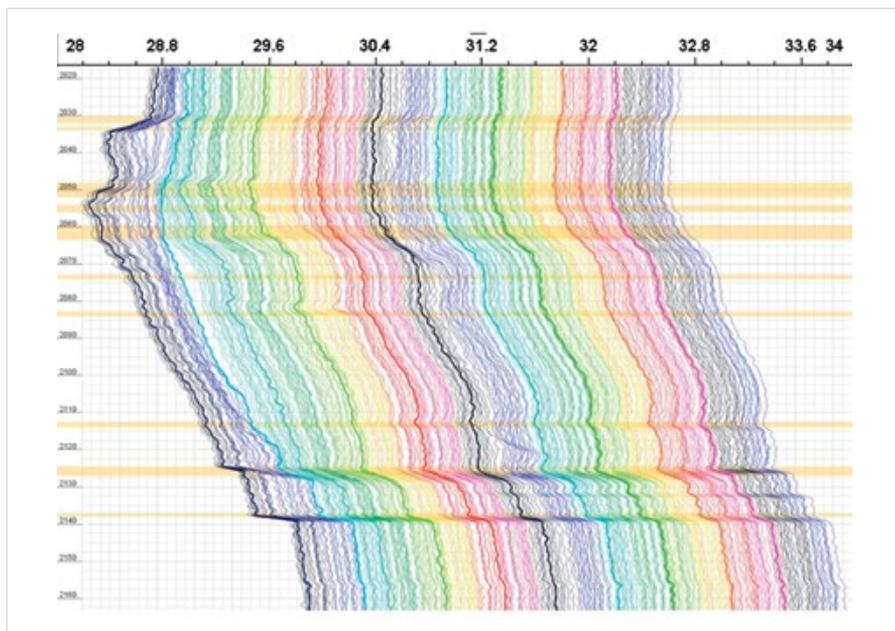


Рис. 12 — Негерметичность на глубине 2138 и нижние интервалы перфорации работают охлажденной жидкостью, но вклад в работу скважины составляет не более 15%, основной вклад вносят 2 верхних интервала перфорации — по 35%, порядка 10% дает интервал 2061,0–2065,0. Остальные интервалы практически не работают — не более 5%

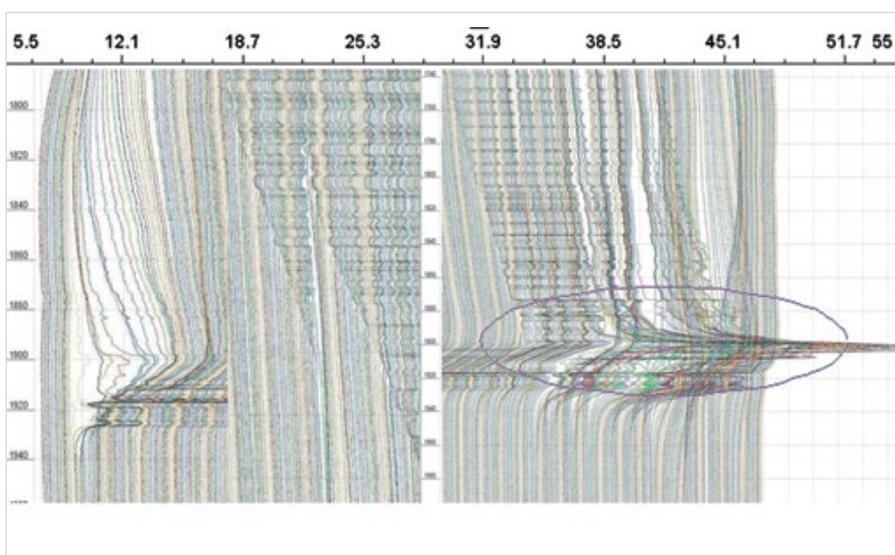


Рис. 13 — Изменение температуры и уровня в скважине в процессе работы насоса
 а) Термограммы, полученные до (блок практически прямых кривых) и после включения насоса. В процессе работы насоса происходит постепенное увеличение температуры.
 б) Опускание уровня в результате работы насоса. А также кратковременное повышение уровня из-за перерывов в работе насоса. При этом температура на уровне насоса начинает снижаться.
 в) Перегрев насоса (до 106°C на оптоволоконке) в результате опускания уровня ниже приема насоса (Выделено овалом).



ПЕРМСКИЙ ИНЖЕНЕРНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЦЕНТР

«ГЕОФИЗИКА»

614000, г. Пермь,
 ул. Петропавловская, 16-а.
 Телефон/факс: +7(342) 2171 090
 Email: pitc@pitc.ru

The result of the application of distributed fiber-optic technology in thermometry of development wells with ESP

Authors:

Yuliya V. Lapshina — bachelor, technician interpreter²; lapshina@pitc.pnsh.ru

Valeriy F. Rybka — head of scientific and technical department²; rvf@pitc.ru

¹PSU, Perm, Russian Federation

²PITC Geofizika, Perm, Russian Federation

Abstract

Article briefly describes the methodology of processing and measurements of data thermometry obtained using optical fiber. The paper gives the practical examples derived from the pilot projects.

Materials and methods

thermometry, DTS

Results

Building continuous monitoring system based on fiber-optic technology is possible using existing software and hardware. Fiber optic systems, in conjunction with standard systems manometers and analysis of the composition, provide complete information on the work of recovery.

The resulting information allows to perform:

- selection of optimal operation of well equipment;
- retention and prevention of ESP performance in "extreme" conditions;
- identification of changes in the reservoir in real time;
- identification of problems in the well (leaks, casing flows);
- monitoring of the well during the entire overhaul period.

Conclusions

Fiber optic geophysical technologies are perspective on gas fields, due to the large difference of the thermodynamic properties of liquid and gas, there is no need movement of the cable during measurement

and long operating time without having to kill the well.

Further development of DTS and building systems based on their intellectual well lies in ensuring more sustainable production rate determination of reservoir production rate and the composition of the incoming product. Development and implementation of these systems will more reliably and quickly take administering decision, and with the advent of systems control the operation of well equipment automates the entire process of the well.

Keywords

fiber optic geophysical cable, thermometry, ESP, development control, DTS, Distributed Temperature Sensors

References

1. Valiullin R.A., Vakhitova G.R., Nazarov V.F. and others. *Termogidrodinamicheskie issledovaniya plastov i skvazhin neftnyakh mestorozhdeniya* [Thermohydrodynamic reservoir and well oilfields studies]. Ufa: BashSU, 2004, 250 p.
2. Gorbachev Yu.I. *Geofizicheskie issledovaniya skvazhin* [Well logging]. Moscow: Nedra, 1990, 398 p.
3. Dakhnov V.N. *Interpretation of the results of geophysical studies of well sections* [Interpretatsiya rezul'tatov geofizicheskikh issledovaniy razrezov skvazhin]. Moscow: Nedra, 1982, 448 p.
4. Dobrynin V.M. *Interpretatsiya rezul'tatov geofizicheskikh issledovaniy neftnyakh i gazovykh skvazhin* [Interpretation of the results of geophysical studies of oil and gas wells]. Moscow: Nedra, 1988, 476 p.
5. Kosarev V.E. *Kontrol' za razrabotkoy neftnyakh i gazovykh mestorozhdeniy* [Monitoring the development of oil and gas fields]. Kazan: Kazan State University, 2009, 145 p.
6. *Intellektual'nye skvazhiny otkryvayut novye gorizonty* [New Horizons — Smart Wells]. *ROGTEC*, issue 6. 44–46 pp.
7. Skovorodnikov I.G. *Geofizicheskie issledovaniya skvazhin: kurs lektsiy* [Well logging: a course of lectures]. Ekaterinburg: USMU, 2003, 294 p.
8. Aksel'rod S.M. *Optiko-volokonnaya tekhnologiya pri geofizicheskikh issledovaniyakh v skvazhinakh* [Fiber-optic technology for geophysical studies in wells]. *Karotazhnik*, 2006, issue 1 (142), 184–204 pp.
9. *Optovolokonnnye tekhnologii geofizicheskikh issledovaniy neftnyakh i gazovykh, nagnetatel'nykh skvazhinakh* [Fiber optic technology geophysical oil and gas, injection wells]. Girsoft, Moscow.
10. www.weatherford.com
11. Round table "Intellectual well" in the 5-th International specialized exhibition "Oil extracting. Oil processing. Chemistry 2014". *Neft'. Gaz. Novatsii*, 2011, issue 11, 16–21 pp.

CREON www.creonenergy.ru

26 марта 2014
Пятая Международная конференция
Попутный нефтяной газ

27 марта 2014
Вторая Международная конференция
Технологии GTL и CTL

Дополнительную информацию о предстоящих конференциях можно получить по тел. + 7 (495) 797-49-07 или e-mail: org@creonenergy.ru.