



**М.М. Хасанов**  
д-р техн. наук  
профессор  
ООО Газпромнефть НТЦ  
генеральный директор



**А.И. Ипатов**  
д-р техн. наук  
профессор  
ООО Газпромнефть НТЦ  
начальник управления  
заведующий кафедрой РГУНГ  
им. И.М. Губкина  
IpatovAI@gazprom-neft.ru



**Д.Н. Гуляев**  
канд. техн. наук  
ООО Газпромнефть НТЦ  
отдел промысловых исследований  
и анализа свойств флюидов  
главный специалист  
GulyaevDN@gazprom-neft.ru

# Инновационные технологии как инструмент повышения эффективности разработки месторождений ОАО «Газпром нефть»

*Разработка стратегических запасов ОАО «Газпром нефть» требует решения сложных технологических вызовов. Повышение выработки запасов нефти авторы связывают с активным использованием современных методов управления разработкой месторождений, внедрением новых технологий нефтеизвлечения, повышением эффективности эксплуатации действующих и качества строительства новых скважин*

*Development of strategic stocks of OJSC «Gazprom Neft» requires the solution of complex technological challenges. Increase of output of crude oil reserves the authors attribute to the active use of modern methods of management of field development, introduction of new technologies of oil recovery, increase of efficiency of operation of the existing and the quality of construction of new wells*

**Ключевые слова:** трудноизвлекаемые запасы нефти, новые технологии бурения, непрерывный стационарный мониторинг промысловых параметров

**Keywords:** difficult-to-recover oil reserves, new technologies of drilling, continuous stationary monitoring of oilfield parameters

**М**есторождения ОАО «Газпром нефть» характеризуются высокой зональной и послойной неоднородностью пластов. На долю трудноизвлекаемых запасов приходится три четверти извле-

каемых запасов промышленной категории. На таких объектах первоочередной выработке и обводнению подвергаются наиболее проницаемые интервалы, характеризующиеся меньшим начальным градиентом давления при движе-

нии жидкости. Эти же интервалы чаще всего являются путями полного обводнения скважин, когда низкопроницаемые прослои остаются невыработанными, а на участке еще сосредоточены значительные извлекаемые запасы нефти (на *рис. 1* – структура трудноизвлекаемых запасов Южно-Приобского месторождения).

В настоящее время из 417 млн т начально-извлекаемых запасов (НИЗ) нефти по объектам АС7-АС12 остается невовлеченными в разработку 203 млн т (50%). Структура оставшихся запасов нефти:

- 97 млн т – низкие фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС): продуктивность  $KH < 13 \text{ мД}^* \text{ м}$ , начальная нефтенасыщенность  $K_{нн} > 54\%$ ;
- 65 млн т – в неразбуренных зонах,

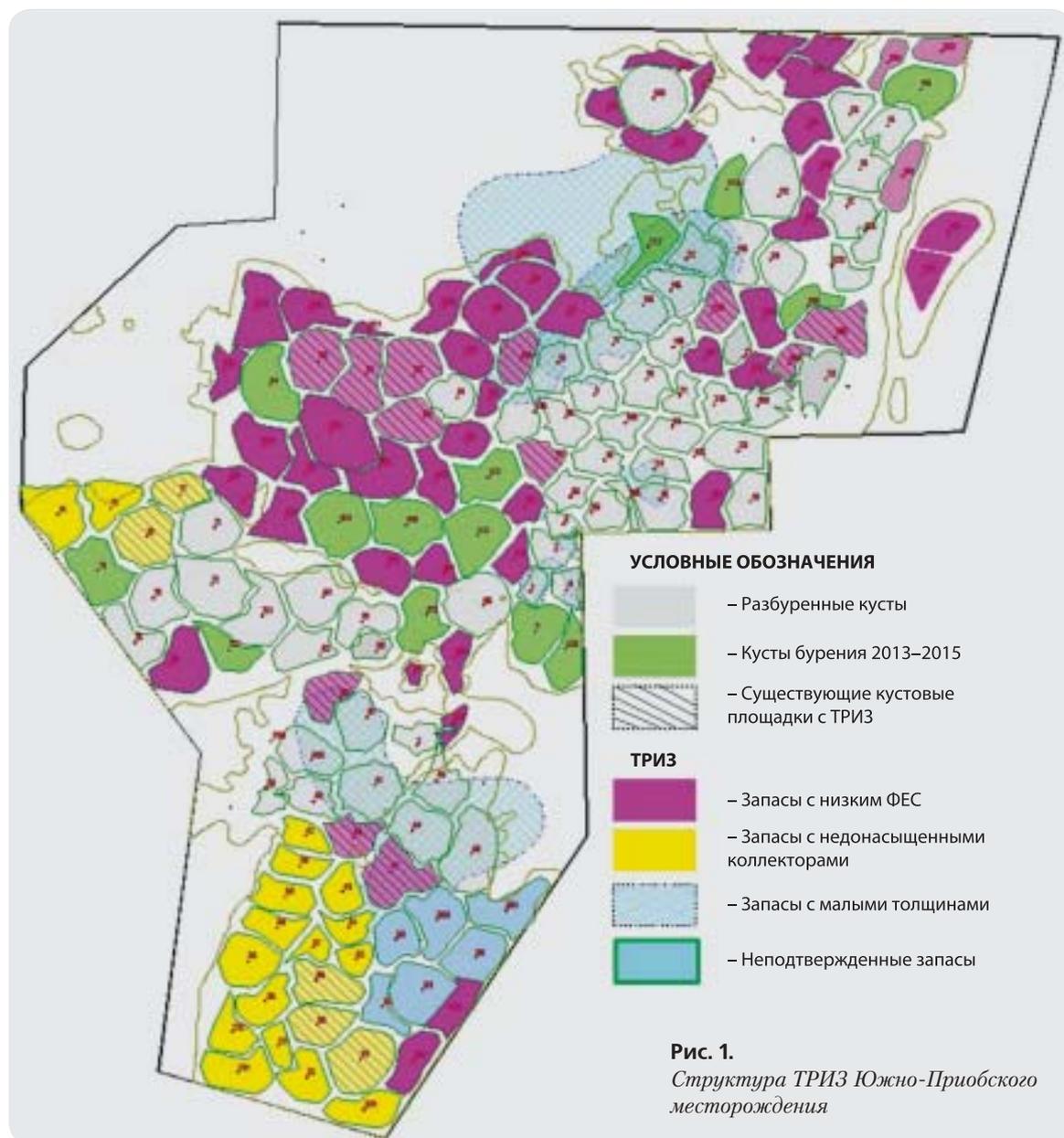
- 32 млн т – в разбуренных, где выполнены успешные опытно-промышленные работы (ОПР) по их разработке с помощью бурения горизонтальных скважин (ГС) и проведения многостадийных гидроразрывов пласта (МС ГРП);

- 39 млн т – зоны с недонасыщенным коллектором:  $KH > 13 \text{ мД}^* \text{ м}$ ,  $40\% < K_{нн} < 54\%$  (здесь результаты ОПР не были пока столь успешными);

- 16 млн т – запасы в маломощных пластах ( $H < 4 \text{ м}$ ) и второстепенные объекты;

- 20 млн т – неподтвержденные запасы.

Таким образом, разработка стратегических запасов компании требует решения сложных технологических вызовов, включающих вовлечение в разработку и неэксплуатируемых запасов старых активов:



- низкопроницаемых, в т.ч. нетрадиционных (ачимовка, бажен);
- высокообводненных, в т.ч. в водонефтяных зонах (ВНЗ);
- подгазовых зон.

Другим типом объектов, доля которых в разработке к 2020 г. составит не менее 50%, должны стать нетрадиционные для компании «Газпром нефть» новые запасы:

- нефтяные оторочки (Новопортовское месторождение и др.);
- высоковязкие нефти (Мессояхское месторождение и др.);
- шельфовые месторождения в Арктике (Приразломное, Долгинское месторождения);
- карбонатные с неравномерной трещиноватостью коллектора (*Badra* в Ираке, Куюмбинский и Чонский проекты и др.).

В ОАО «Газпром нефть» повышение выработки запасов нефти связывают с активным использованием современных методов управления разработкой месторождений, внедрением новых технологий нефтеизвлечения, повышением эффективности эксплуатации действующих и качества строительства новых скважин.

Реализация задач по новым активам и ТРИЗ планируется в компании «Газпром нефть» на основе:

- обобщения и апробации мирового опыта технологий бурения, заканчивания, разработки, добычи, исследований;

• уже имеющегося в компании опыта апробации и внедрения ряда современных технологий разработки и ПНП;

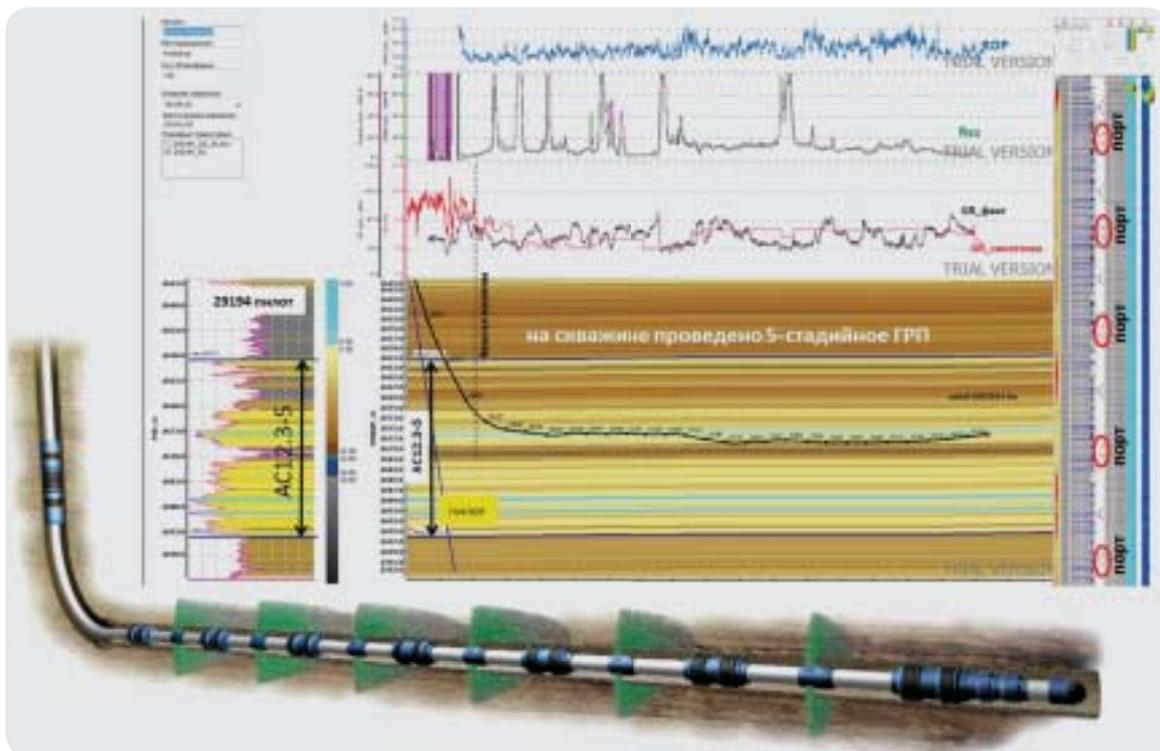
• многолетнего опыта информационного обеспечения разработки на основе системных скважинных исследований (физико-химические исследования *PVT*, исследования керна, геофизические исследования открытого ствола скважин ГИС, промыслово-геофизические исследования в обсаженных скважинах ПГИ, гидродинамические исследования скважин ГДИС);

• опыта реализации и научно-исследовательских (НИОКР) проектов по стационарным системам глубинного мониторинга (*smart wells*: датчики телеметрии насосов скважин ТМС, установки оборудования одновременно-раздельной эксплуатации ОПЭ и *ICD*-заканчивания, устройства контроля притока, проекты «интеллектуального» управления разработкой, *smart fields*).

Программа работы с ТРИЗ, утвержденная в «Газпром нефти» в 2012 г., предусматривает вовлечение в разработку 60 млн т дополнительных запасов до 2015 г. (в 2012 г. в разработку было вовлечено более 8 млн т ТРИЗ и выполнено 110 геолого-технических мероприятий на ТРИЗ – т.е. 10% от общего объема ГТМ), к 2020 г. этот показатель увеличится до 300 млн т.

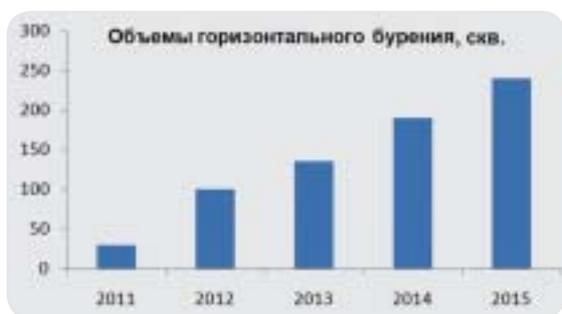
**Рис. 2.**

Технология многостадийного ГРП (МС ГРП) по вовлечению ТРИЗ в разработку





**Рис. 3.**  
Объем внедрения в компании «Газпром нефть» многостадийного ГРП

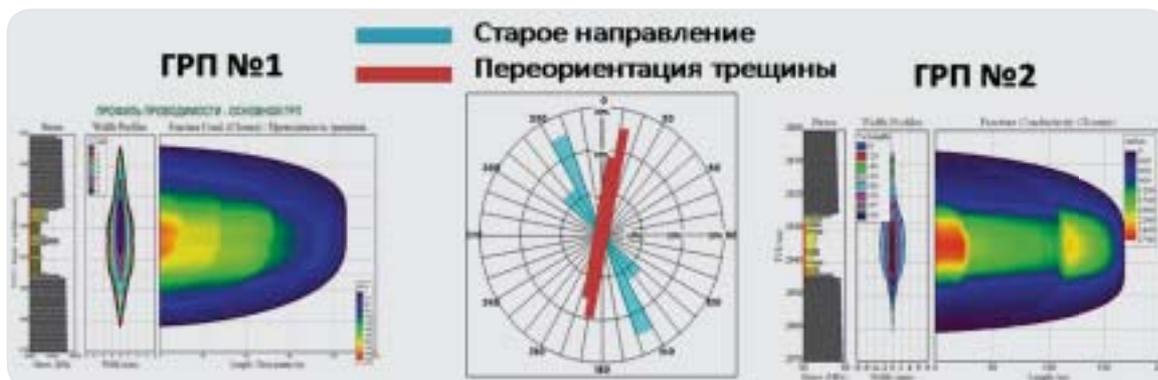


**Рис. 4.**  
Развитие Центра геологического сопровождения горизонтального бурения ОАО «Газпром нефть»

В 2013 г. запланировано бурение 120 горизонтальных скважин, что в 1,5 раза превышает показатели 2012 г. и в 4 раза – результаты 2011 г., в этом же году предполагается провести 90 многостадийных ГРП, что более чем втрое превосходит результаты 2012 г. При этом на протяжении 2012 г. количество операций (ГТМ), проводимых на одной скважине, увеличилось с 3–4 до 5–6.

Наиболее эффективным методом приобщения в разработку «гипер низкопроницаемых»

**Рис. 5.**  
Изменение концепции по проведению повторного ГРП



коллекторов (с проницаемостью  $K < 0,5$  мД) стала в последнее время технология МС ГРП (рис. 2).

Объем внедрения этой технологии иллюстрирует диаграмма на рис. 3, максимально данным видом ГТМ охвачено Южно-Приобское месторождение (70 операций в 2013 г.). Накопленная добыча в скважинах с МС ГРП в 3 раза превышает наклонно-направленные аналоги с большеобъемными ГРП.

В настоящее время технология МС ГРП включает:

- закачку пропанта 550 т (на каждую из 5 стадий – по 110 т);
- закачку жидкости 1500 м<sup>3</sup> (по 300 м<sup>3</sup> на стадию).

Учитывая, что в компании «Газпром нефть» объемы горизонтального бурения каждый год (рис. 4) практически удваиваются, был взят курс на развитие Центра геологического сопровождения бурения, основными задачами которого являются:

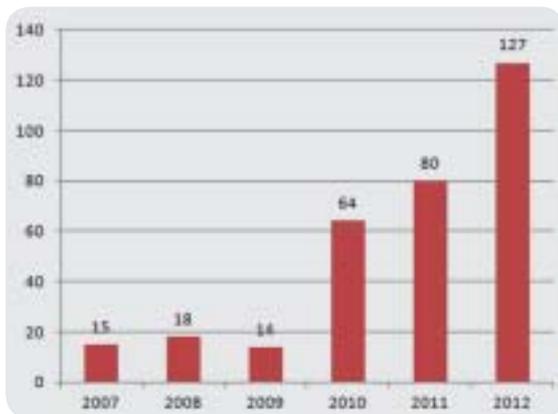
- сопровождение собственными силами бурения не менее 140 горизонтальных скважин в режиме реального времени;
- достижение средней эффективности проводки не менее 85%.

Другим примером эффективного сопровождения разработки месторождений ТРИЗ является технология отбора и проведения повторных ГРП – рефраки (рис. 5).

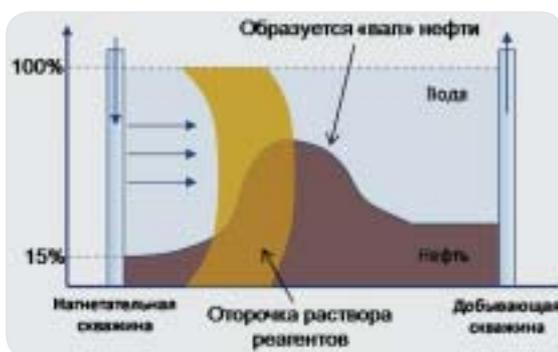
Задачи повторных ГРП:

- определение оптимального времени повторного ГРП;
- определение темпов падения;
- аналитическая модель напряжений;
- исследования;
- критерии переориентации;
- пересмотр схемы заводнения.

Классическая технология повторного ГРП опирается на стандартные гидродинамические и геомеханические представления о пласте, но в условиях низкопроницаемых коллекторов этот подход неэффективен, что до недавнего



**Рис. 6.**  
Число повторных ГРП на Южно-Приобском месторождении



**Рис. 7.**  
Технология ASP – совместное применение щелочи, ПАВ и полимера

времени определяло низкую успешность операций по повторному ГРП. На основании анализа результатов исследований и промышленных данных в компании реализована новая методика отбора скважин-кандидатов для рефрактов, более достоверно описывающая процессы,

Традиционное заводнение	Заводнение с ПАВ и полимером
Начальная насыщенность пор нефтью:	Начальная насыщенность пор нефтью:
65%	65%
Остаточная насыщенность пор нефтью:	Остаточная насыщенность пор нефтью:
30%	15%
Коэффициент охвата вытеснением:	Коэффициент охвата вытеснением:
70%	80%
Максимально возможное значение КИН:	Максимально возможное значение КИН:
$\frac{65\% - 30\%}{65\%} \times 70\% = 38\%$	$\frac{65\% - 15\%}{65\%} \times 80\% = 62\%$
<b>Рост КИН на 24% (в 1,64 раза)</b>	

происходящие при повторном гидроразрыве. Также выделены факторы, дополнительно влияющие на прирост добычи. Учет результатов работы при планировании повторных ГРП позволил существенно повысить успешность данных операций и обеспечить значительный прирост добычи нефти. В настоящее время всего по представленной методике реализован отбор 130 скважин-кандидатов на повторный ГРП (преимущественно на объектах ООО «Газпромнефть-Хантос»), что в итоге позволило на 30% повысить успешность операций (с дополнительной добычей 60 тыс. т).

Количество выполняемых на одном из месторождений компании повторных ГРП показано на рис. 6 (с 2012 г. введена практика ГРП, проводимых в третий раз).

В области повышения нефтеотдачи пластов (ПНП) ОАО «Газпром нефть» в содружестве с нефтяной компанией *Shell* реализуется на Западно-Салымском месторождении глобальный проект по технологии ASP: щелочь-ПАВ-полимерное заводнение. Пилотный проект будет реализован уже к 2016 г.

Данная технология – наиболее перспективный метод увеличения нефтеотдачи для зрелых месторождений, где заканчивается рентабельный период эксплуатации традиционными методами. Суть технологии заключается в следующем:

- поверхностно-активные вещества (ПАВ) со щелочью высвобождают нефть (щелочь снижает оседание ПАВ в породе, а при реакции с нефтью создается новый ПАВ, что в свою очередь снижает сам расход ПАВ);
- раствор полимера обеспечивает полное вытеснение нефти;
- далее вода вытесняет реагенты;
- тем самым на фронте воздействия образуется «вал» дополнительно высвобождаемой нефти (рис. 7).

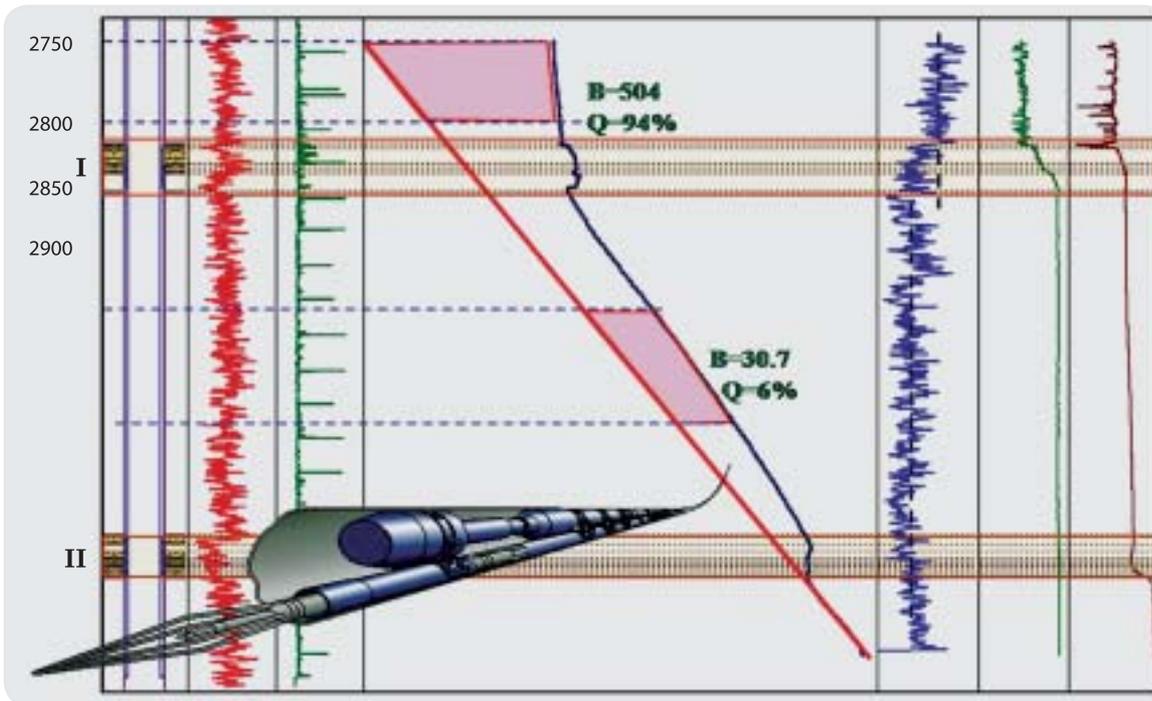
Однако следует отметить, что реализация такого рода инвестиционных проектов ПНП требует серьезной поддержки государства в виде налоговых послаблений.

В области технологий геофизических и промышленных исследований при контроле разработки, внедренных в последнее время на объектах компании, следует отметить:

а) новые технологии ПГИ:

- профиль притока из многопластовых скважин с электроцентробежными насосами ЭЦН (рис. 9), включая технологии с применением Y-tool оборудования;

**Рис. 8.**  
Расчет потенциального прироста КИН



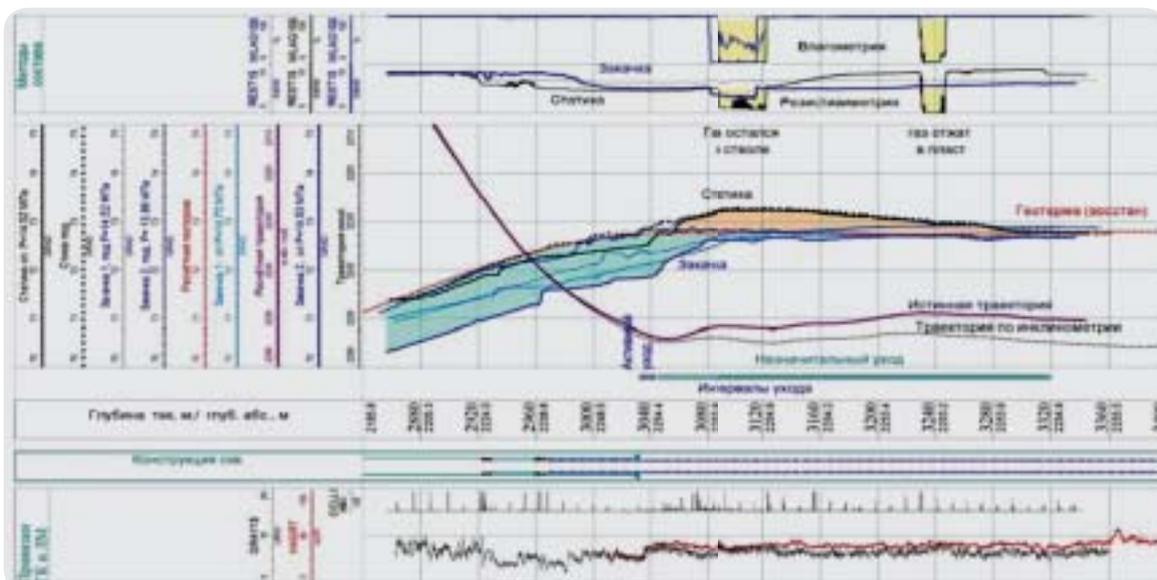
**Рис. 9.**  
Пример проведения ПГИ под ЭЦН через Y-tool, Южно-Приобское месторождение. В окнах планшета (слева направо): конструкция скважины, запись ГК, запись ЛМ, термограмма, расходограмма, кривая влагомера, кривая резистивиметра

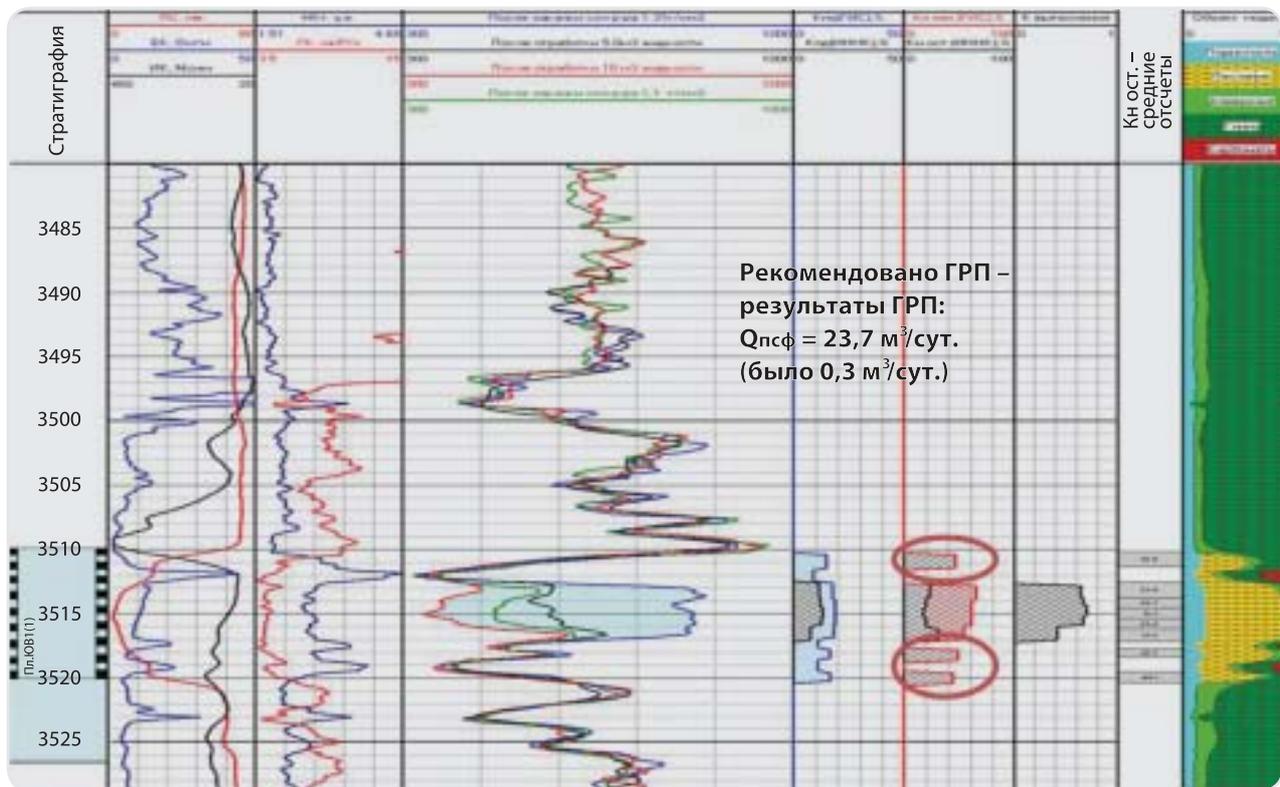
- профиль притока в горизонтальных скважинах (рис. 10), включая «активные» технологии – с закачкой порций «меченной жидкости»;
- разделение фильтрации по трещинам и матрице (метод спектральной шумометрии SNL);
- оценка дренирования (обводнения) отдельных толщин (оценка поршневого вытеснения по аномалиям «радиогеохимического

эффекта» (РГЭ) в комплексе с результатами углеродно-кислородного каротажа С/О);

- выявление недренируемых перфорированных толщин (рис. 11);
  - оценка текущей нефтегазонасыщенности (метод дивергентного электрокаротажа через колонну CHFR) (рис. 12);
- б) новые технологии ГДИС:
- поточечная оценка гидродинамических свойств пласта (комплексы типа MDT);

**Рис. 10.**  
Пример проведения ПГИ на основе «активной» технологии (закачка порции жидкости в пласт) с доставкой в горизонтальное окончание «трактором»





**Рис. 11.**

Пример проведения ПГИ на основе серии записей методом ИНК с закачкой «меченного вещества» (хлора) в пласт и последующей отработкой скважины

- непрерывный *on-line* мониторинг забойного давления (**рис. 13а**);
- технология *Decline Analyze* (на основе программных комплексов *Topaze*), реализация возможности гидродинамического мониторинга для низкопроницаемых коллекторов, где стандартные замеры кривых восстановления давления (КВД) – не целесообразны (**рис. 13а**);
- оценки фильтрационных и энергетических параметров в процессе разработки, динамики изменения пластового давления и скин-фактора;
- распределение ФЕС для пластов, разрабатываемых совместно (с ОРЭ и без);
- оценка взаимовлияния скважин (масштабное гидропрослушивание), диагностика и управление геометрией трещин «автоГРП» (упреждение прорывов вод) (**рис. 13б,в**);
- обоснование и контроль эффективности ГТМ (соответствие параметров ГРП дизайну);
- в) новые технологии двумерного анализа (основа планирования и выбора объектов ГТМ) (**рис. 14**), к преимуществам которого следует отнести:
  - оперативный анализ разработки;
  - упрощенный расчет ГТМ;
  - быстрая оценка остаточных запасов;
  - г) новые технологии стационарных измерений, применяемые для «интеллектуальных

скважин» (*smart wells*) – с целью диагностики и управления разработкой сложных объектов:

- дистанционный непрерывный мониторинг забойных параметров (P, T, Q) с целью управления производительностью насоса;
- индивидуальный контроль притока (приемистости) для многопластового объекта с/без ОРЭ (**рис. 15**);
- стационарный непрерывный мониторинг работающих интервалов как в вертикальных скважинах (ВС), так и в ГС (распределенные оптоволоконные датчики температуры *DTS*) (**рис. 16**);
- выравнивание профилей притока/приемистости как в ВС (ОРЭ), так и в ГС (*ICD*);
- дистанционное управление раскрытием мандрелей (штуцеров) в компоновках ОРЭ и *ICD*.

Применение системы разработки месторождений требует реализации действенной системы контроля разработки и мониторинга добычи. Только «интеллектуальное» управление насосным оборудованием (ЭЦН) в добывающих скважинах (с помощью модуля программы «ЭРА») показало, что технология применима для широкого спектра скважин компании «Газпром нефть», охват данным видом мониторинга планируется в 2016 г. довес-

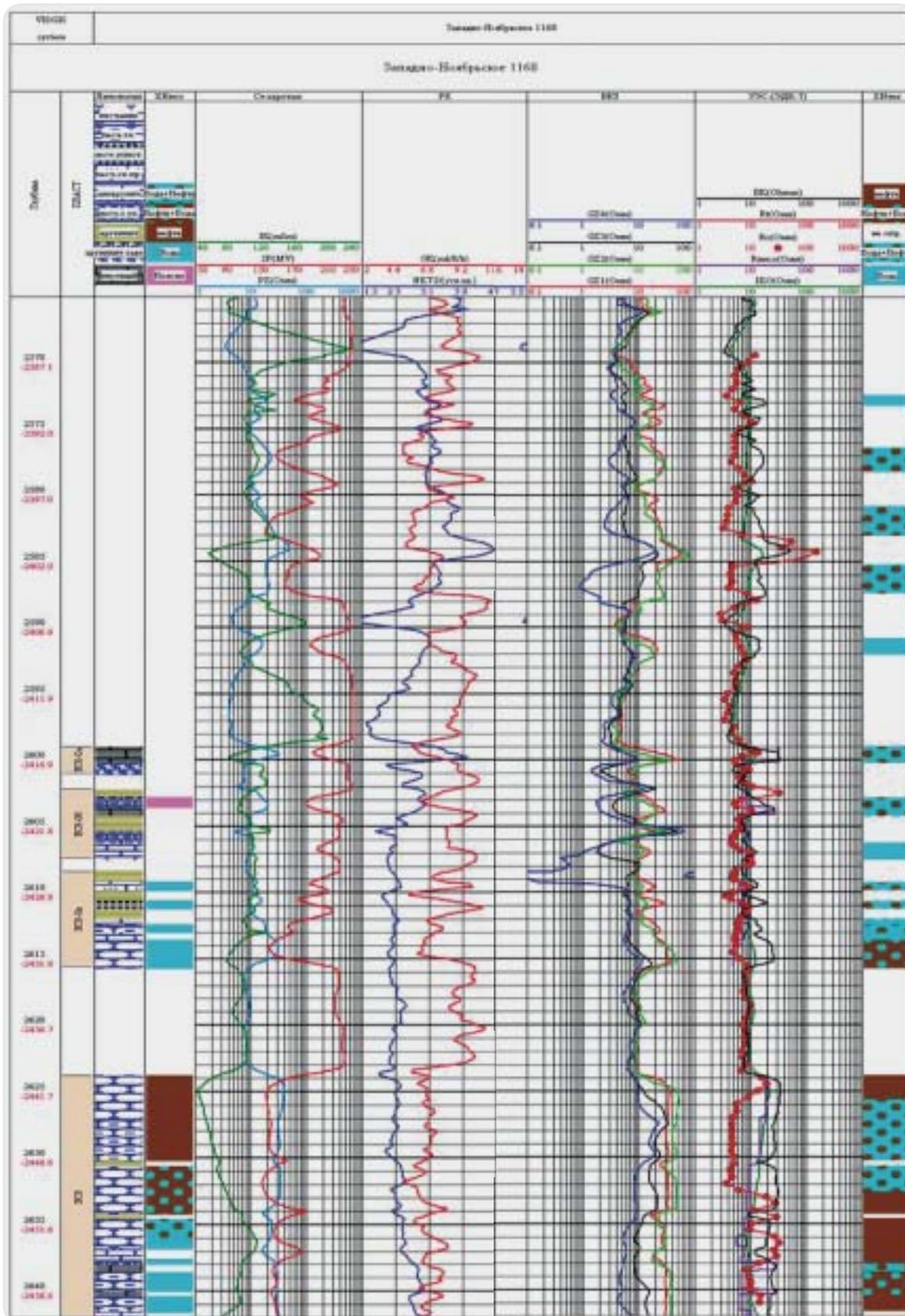
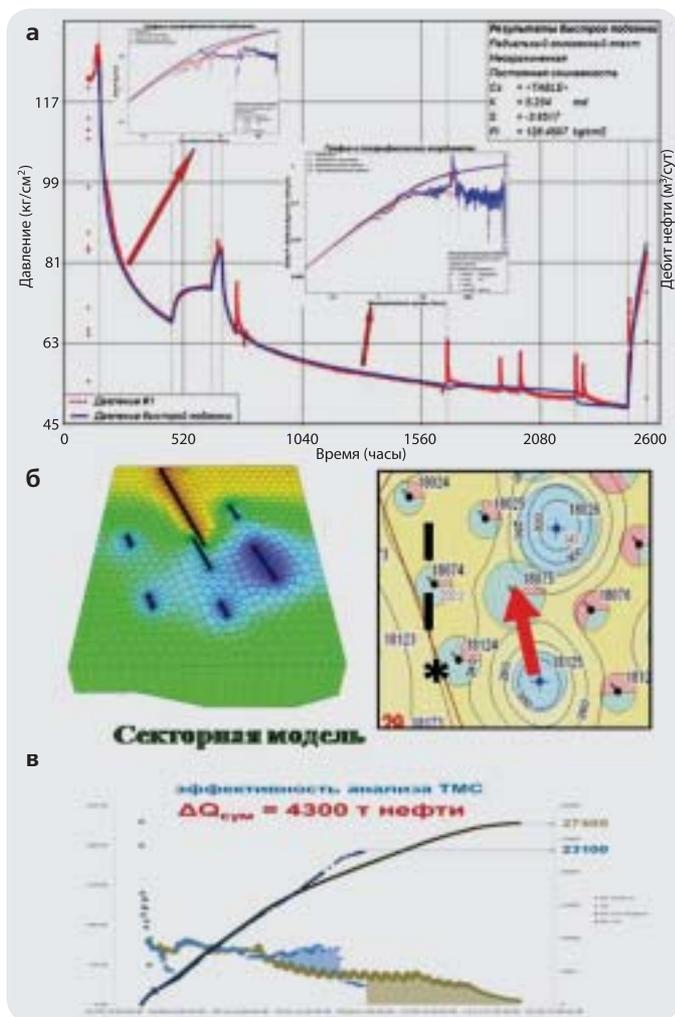


Рис. 12.  
Пример исследования методом «дивергентного» электрокаротажа через колонну. Слева направо: начальная нефтенасыщенность (при ГИС-бурении), каротажные диаграммы, текущая нефтенасыщенность (по результатам электрокаротажа в обсаженной скважине)



**Рис. 13.** Пример выполнения непрерывного гидродинамического мониторинга дистанционным глубинным датчиком давления, обработки кривой стабилизации давления (а), анализа результатов – на основе секторного моделирования (б), оценки экономического эффекта от продления времени безводной эксплуатации скважины при «управлении» геометрией трещины «автоГРП» (в)

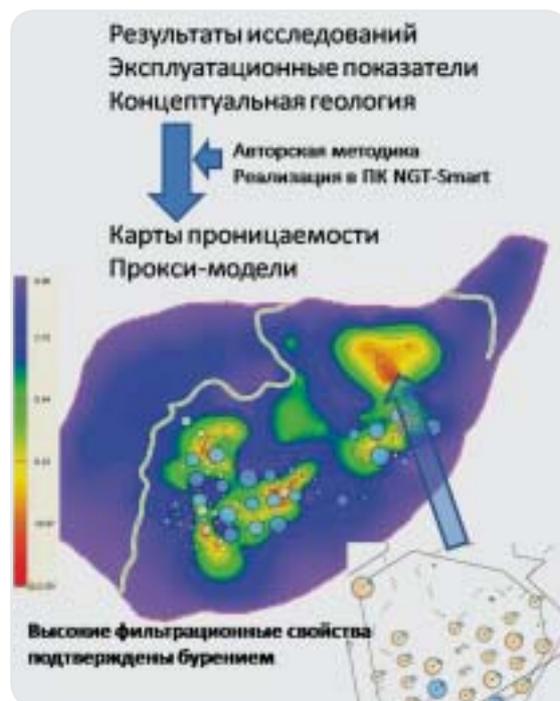
ти до 1500 скважин (в 2012 г. – 920 скважин). Эффект от внедрения: увеличение добычи нефти на 10–15%, увеличение межремонтного периода – в 1,5–2 раза, сокращение затрат на электроэнергию в 1,5–2 раза.

Таким образом, в настоящее время на месторождениях ОАО «Газпром нефть» реализуется внедрение технологий непрерывного стационарного мониторинга промысловых параметров. Эта работа выполняется в двух направлениях.

Первое связано с формированием дистанционной системы мониторинга забойного давления и температуры контрольными датчиками на приеме насоса. Начиная с 2008–2009 гг. специалистами Газпромнефть НТЦ ведется

системное обобщение результатов длительных измерений по всему добывающему фонду ООО Газпромнефть-Хантос и ООО Газпромнефть-Восток, а также выборочно – по скважинам ОАО Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз и Филиала Газпромнефть-Муравленковскнефть. В результате оценены фильтрационные свойства и характеристики качества вскрытия пластов более чем в 3,5 тысячах скважин – без вмешательства в технологический цикл добычи. Благодаря этому удалось избежать непроизводительных потерь нефти, связанных с неизбежными при стандартных гидродинамических исследованиях длительными остановками скважин (экономия – порядка 35 тыс. т нефти /год). Выросла и достоверность промысловых исследований, т.к. измерения выполняются непосредственно на забое скважин, в условиях технологических режимов эксплуатации пластов. Кроме того, одновременно обрабатываются групповые циклы изменения параметров давления и дебита за длительные периоды времени («месяцы»), что в частности, позволило активно применять при обработке данных кроме стандартных технологий *Well Testing* еще и технологии *Decline Analyze*.

**Рис. 14.** Пример 2D-анализа разработки месторождения и планирования бурения на основе построения карты проницаемости (шкала в мД) по данным: нормальной эксплуатации, замеров ГДИС и концептуальной геологии (построение выполнено в программном продукте NGT-smart)



**Рис. 15.**

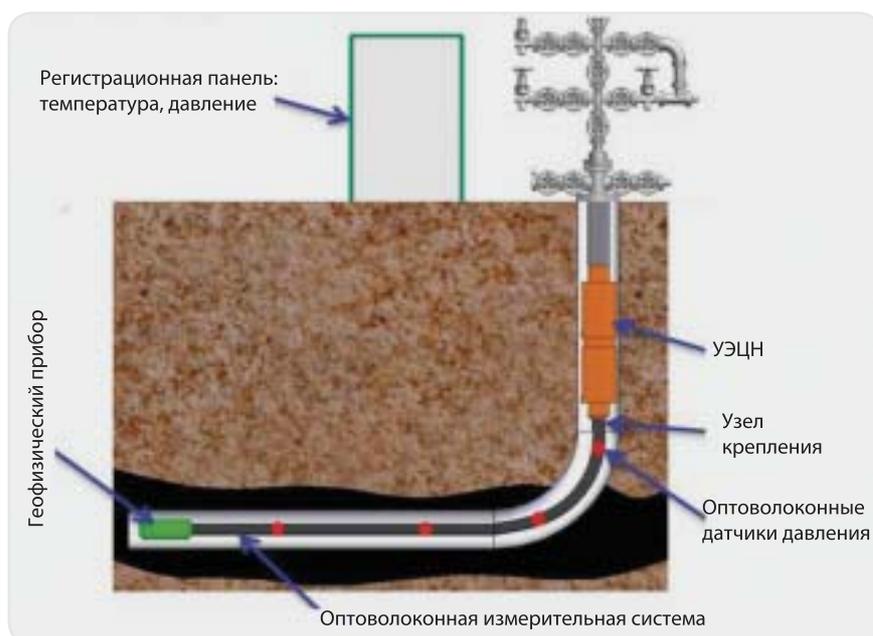
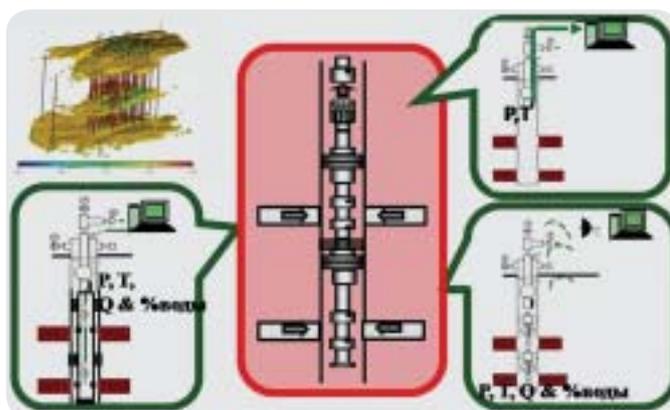
*Апробированные в компании «Газпром нефть» варианты измерительных глубинных комплексов, предназначенных для мониторинга добычи и контроля разработки в нефтяных скважинах с совместно-раздельной эксплуатацией двух и более пластов*

Другое направление работ по мониторингу добычи связано с использованием в скважинах глубинных стационарных систем раздельного контроля притоков и состава продукции при совместной эксплуатации двух и более нефтяных пластов. Использование этих систем впервые в России начато на объектах ОАО «Газпром нефть» в 2006 г. после разработки и внедрения специалистами компании якорных систем крепления автономных измерительных модулей в эксплуатационных колоннах. Применение таких или аналогичных по назначению дистанционных комплексов позволяет осуществлять контролируемую и управляемую совместную разработку нескольких объектов одной сеткой скважин. В 2009–2010 гг. на объектах ООО Газпромнефть-Хантос совместно с НПФ Геофизика и ООО Новые Нефтяные Технологии выполнена апробация дистанционных систем контроля многопластовой добычи при одновременном оборудовании насосных скважин установками ОРЭ. Параллельно на многопластовых месторождениях реализуется система информационного сопровождения нагнетательного фонда скважин, оборудованных системами одновременно-раздельной закачки (ОРЗ).

### **Выводы**

На основе апробации, модернизации и внедрения новых технологий бурения, заканчивания, добычи и исследований компания ОАО «Газпром нефть» реализует к 2020 г. эффективную разработку для:

- 1) нефтяных месторождений и залежей с «гипернизкой» проницаемостью коллекторов ( $< 0,1$  мД), включая ачимовские и баженовские отложения;
- 2) подгазовых зон и высоковязких месторождений нефти;



**Рис. 16.**

*«Шлангокабельная» технология доставки геофизического прибора в горизонтальный ствол и выполнения стационарного непрерывного исследования распределенным опволоконным датчиком температуры (DTS) в условиях насосной эксплуатации ГС*

- 3) нефтяных месторождений на арктическом шельфе;
- 4) сложнопостроенных карбонатных трещиноватых коллекторов в Восточной Сибири;
- 5) старых месторождений:
  - приобщение краевых зон с малыми толщинами;
  - разработку недонасыщенных коллекторов;
  - с реализацией проектов *smart wells & smart fields* – локализацию и довыработку остаточных запасов;
  - с реализацией технологии *ASP* – значительное увеличение КИН.  $\text{m}$