



А.И. Ипатов, д.т.н., М.И. Кременецкий, д.т.н.,
А.А. Пустовских, к.ф.-м.н., И.С. Каешков, к.т.н. Научно-
Технический Центр «Газпром нефти» (ООО «Газпромнефть НТЦ»)
Д.Ю. Колупаев, ООО «Газпромнефть-Хантос»

A.I. Ipatov, D.Eng.Sc., M.I. Kremenecky, D.Eng.Sc.,
A.A. Pustovskikh, Cand. Sc., I.S. Kaeshkov, Cand. Sc. Scientific and
Technological Center of Gazprom Neft (Gazpromneft – NTC LLC)
D.Yu. Kolupaev (Gazpromneft-Khantos LLC)

«Газпром нефти»: Разработка и внедрение дистанционной системы интеллектуального глубинного гидродинамико-геофизического мониторинга эксплуатационного фонда скважин

Gazprom Neft: The Development and Implementation of Remote Intelligent Subsurface Hydrodynamic and Geophysical Monitoring Systems

Введение

Работа выполнена в 2012–2018 гг. в рамках целевой научно-технической программы «Газпром нефти» двумя организациями: Научно-Техническим Центром «Газпром нефти» (теоретическая и методическая поддержка, обработка и анализ данных, разработка программно-алгоритмического обеспечения) и ООО «Газпромнефть-Хантос» (разработка и внедрение технологии, опытно-промышленное опробование скважин).

Introduction

The project was performed between 2012-2018 as a part of dedicated science and technological program of Gazprom Neft by two of its subsidiaries: The Science and Technology Center of Gazprom Neft (theoretical and procedural framework, data processing and analysis, development of software and algorithms) in conjunction with Gazpromneft – Khantos LLC (development and implementation of technology, field well tests).

Проведение гидродинамико-геофизического мониторинга при разработке низкопроницаемых коллекторов в России и за рубежом

До настоящего времени в России не было оперативной, надежной, дешевой универсальной цифровой технологии эффективного контроля эксплуатации и мониторинга добывающих нефтяных скважин. Особые трудности в этом направлении возникли в последние годы, когда нефтяные компании перешли на массовое применение бурения горизонтальных скважин (ГС), проведение объемных многостадийных гидроразрывов пласта (МГРП), разработку низкопроницаемых коллекторов с трудноизвлекаемыми запасами (ТРИЗ), составляющих в настоящее время большую часть запасов углеводородного сырья.

Фактически не существует подобных универсальных технологий и за рубежом, так как стоимость разработанных там высокотехнологичных систем стационарного удаленного геомониторинга настолько высока, что они используются только в единичных скважинах на шельфовых месторождениях, разрабатываемых с морских платформ.

В России каждая добывающая нефтяная компания пытается решать задачу повышения эффективности гидродинамико-геофизического контроля разработки и мониторинга добычи с привлечением различных технических средств, как правило, опираясь на общеизвестные методики интерпретации и анализа, не предназначенные для глубинных дистанционных информационно-измерительных систем (ИИС) и не адаптированные под новые задачи. Кроме того, отсутствуют соответствующие федеральные руководящие документы.

Для дочерних структур «Газпром нефти», на объектах которых доля ТРИЗ постоянно растет, интеллектуальное заканчивание высокотехнологичных скважин, а также удаленная цифровая непрерывная диагностика забойных параметров могли бы быть даны положительный эффект. Чтобы реализовать данный потенциал, необходимо:

- найти способы снижения расходов на обустройство скважин глубинными стационарными информационно-измерительными системами (СИИС);
- определить подходы к извлечению из избыточных, на первый взгляд, цифровых данных дистанционного перманентного геомониторинга

Technologies for hydrodynamic and geophysical monitoring of tight reservoirs in Russia and abroad

A prompt, robust, cheap, and flexible digital technology for the efficient control over the development and monitoring of oil production wells has not existed in Russia until recent times. This problem became particularly challenging in recent years due to the increased development by oil producers of horizontal wells multi-stage fracturing and development of tight reservoirs with unconventional reserves.

In fact, neither has similar universal technologies that have been developed abroad – the cost of existing hi-tech systems for permanent remote geo-monitoring is so high that they are only implemented at selected offshore wells that are being developed from platforms.

In Russia each oil producing company strives to increase the monitoring efficiency of development and production of their hydrodynamical and geophysical wells using various means of technology. As a rule, they employ generally known approaches to data interpretation and analysis that are not suitable for subsurface remote information and measurement systems (IMS) as neither have been customized for this application. Besides the corresponding state regulatory documents haven't been issued.

Subsidiaries of Gazprom Neft that face an increasing share of unconventional reserves in their portfolios could benefit from an intelligent completion system in hi-tech wells and permanent remote digital monitoring of the bottom-hole area. In order to realize this potential, it's required to:

- Find a way to reduce the costs of equipping wells with permanent subsurface information and measurement systems.
- Define approaches to extract robust quantitative data sets which are required to perform historical matching of the hydrodynamic models for the well-formation system out of seemingly redundant datasets of permanent remote geo-monitoring.

Compliance with conditions specified above is essential to maximize the economic benefits of digitalization and optimization development, through the operational management of the well life cycle. However, the goal of equipping production wells with systems for permanent hydrodynamic and geophysical monitoring is not limited to digitalization efficiency and well diagnostics.

A crucial technological target is to reduce production losses associated with the need for long downtimes in productions that are required for carrying out geophysical

надежных количественных критериев, требуемых для настройки соответствующих гидродинамических моделей для систем скважина – пласт(ы).

Указанные условия необходимы для получения экономического эффекта от цифровизации и оптимизации разработки путем оперативного управления работой скважин и пластов. Однако цель создания СИИС удаленно- го непрерывного гидродинамико-геофизического мониторинга при обустройстве эксплуатационных скважин не сводится только к достижению максимальной цифровизации и оперативности при проведении диагностики работы скважин и пластов.

Реальной технической задачей становится уменьшение потерь добычи продукции, связанных с необходимостью длительных простоев добывающих скважин при проведении в них стандартных комплексов промыслово-геофизических (ПГИ) и гидродинамических (ГДИС) исследований, предписанных в РФ лицензионными соглашениями и федеральными регламентными документами с целью обеспечения должного контроля разработки. Рассмотрим один из типичных аспектов данной проблемы. Для достижения требуемого согласно положениям действующих отраслевых руководящих документов уровня информативности ГДИС (получение количественных оценок текущей фазовой проницаемости, скин-фактора призабойной зоны пласта, уточнение геометрии залежи, учет фактора влияния соседних скважин и др.) длительность вынужденной остановки добывающей скважины при проведении традиционного исследования с записью кривой восстановления давления (КВД) для пластов с абсолютной проницаемостью $(0,1-2) \cdot 10^{-3}$ мкм² (что соответствует категории ТРИЗ) составит десятки суток или даже месяцы (для фиксации режима радиального притока).

Геофизические и гидродинамические средства СИИС, до настоящего времени эпизодически применяемые в разных нефтяных компаниях, подтолкнули к созданию и развитию нового технологического направления в нефтегазопромысловом деле – стационарного удаленного гидродинамико-геофизического мониторинга добывающих скважин

Как правило, нефтяные компании на месторождениях ТРИЗ на это не идут, проводя заведомо некондиционные короткие записи КВД. В итоге либо фактически сокращается объем ГДИС в процессе эксплуатации, либо они выполняются некорректно, что отражается как на изученности объектов разработки и эффективности применяемых

logging and hydrodynamical testing – studies that are required in Russia in the licensing arrangements and state regulatory documents in order to achieve the goals for the fields development. Let's revise one of the typical sides of the issue. In order to satisfy the requirements for conventional well testing (pressure recovery curve logging with quantitative estimations of instant effective permeability and skin-factor of near-wellbore formation zone, refinement of formation's geometry, adjacent wells' influence etc) as per valid industry-specific regulatory documents, a well which produces from low-permeable formations with absolute permeability of $0.1-2 \cdot 10^{-3}$ um² – which corresponds to unconventional reservoirs – must be shut down for dozens of days or even for several months (if a radial flow regime is under consideration).

Systems for permanent geophysical and hydrodynamical monitoring that have been sporadically implemented within various oil producing companies prompted the development of an innovative technological trend amongst oil and gas engineering disciplines namely permanent remote hydrodynamic and geophysical monitoring of production wells.

As a rule, oil producers intentionally don't perform full-scale well tests at unconventional reservoirs. This practice basically either reduces the required volume of well testing logging or compromises its results.

Consequently, the development targets state of exploration, the efficiency of geological and technical operations based on the results of the well test (including drilling of new wells) and solutions for the optimization of the fields development are affected.

A similar situation has arisen in the domain of production logging especially in hi-tech wells, due to increased volume, by most Russian oil producers, in the drilling of horizontal wells (including multilateral wells and horizontal wells with multi-stage fracturing) which has resulted in increased cost for conventional well logging. This is because the hi-tech delivery of geophysical tools into an elongated (1-2 km) horizontal wellbore together with a stimulation treatment during drawdown which has been induced by the electrical submersible pump is required. These technologies are quite costly which highlights the need for real-time wellbore measurements via geophysical and hydrodynamical sensors which have been permanently embedded into the completion and lifting systems. Technologies for the permanent geophysical and hydrodynamical monitoring that have been sporadically implemented within various oil producing companies and have pushed the creation and development of a new technological direction in the oil and gas field - permanent remote hydrodynamic-geophysical monitoring of production wells.

2020 **28-02**
СЕНТЯБРЯ ОКТЯБРЯ



МЕЖДУНАРОДНАЯ МОЛОДЕЖНАЯ
НАУЧНАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ
НЕФТЬ И ГАЗ 2020



INTERNATIONAL YOUTH
SCIENTIFIC CONFERENCE
OIL AND GAS 2020



#НЕФТЬиГАЗ2020
#OILandGAS2020

90 лет



на их основе геолого-технических мероприятий (ГТМ) (включая бурение новых скважин), так и на решениях по оптимизации системы разработки.

Аналогичная ситуация сложилась и в области ПГИ, особенно в высокотехнологичных скважинах. Кроме того, из-за произошедшего в последние годы в России массового перехода добывающих нефтяных компаний на бурение ГС, в том числе многоствольных, а также ГС с МГРП, удельные расходы на про- ведение традиционных ПГИ кратно выросли. Это связано с тем, что при их выполнении требуется обеспечивать высокотехнологичную доставку геофизических приборов под насос в протяженный (до 1–2 км) горизонтальный ствол и осуществлять при этом вызов притока на технологической депрессии с использованием электроцентробежного насоса (ЭЦН). Поскольку стоимость этих технологий достаточно высока, объективно актуализировалась задача проведения в режиме реального времени непрерывных измерений встроенными в компоновки глубинного и насосного оборудования геофизическими и гидродинамическими датчиками СИИС. Геофизические и гидродинамические средства СИИС, до настоящего времени эпизодически применяемые в разных нефтяных компаниях, подтолкнули к созданию и развитию нового технологического направления в нефтегазопромысловом деле – стационарного удаленного гидродинамико-геофизического мониторинга добывающих скважин.

Наиболее актуальным это направление стало и для «Газпром нефти» в связи с переходом компании на разработку активов с низкопроницаемыми коллекторами с ТРИЗ, где традиционные комплексы ПГИ и ГДИС недостаточно эффективны. Необходимость перехода от традиционных ПГИ и ГДИС на мониторинг в процессе разработки – LWP-мониторинг (т.е. дистанционную гидродинамико-геофизическую мониторинговую систему на основе модулей СИИС) показана на рис. 1. Решение данной задачи на объектах «Газпром нефти» на первом этапе (до 2014 г.) было реализовано путем модернизации стационарных датчиков давления и температуры (датчиков телеметрических систем насосов), изначально устанавливаемых с целью контроля чисто эксплуатационных параметров. Меры, принятые в компании «Газпром нефть» для перехода от датчиков-индикаторов на сертифицированные высокочувствительные средства измерения давления и температуры, а также направленные на расширение памяти регистрирующих устройств, позволили обеспечить прямой способ дистанционной регистрации

This trend has also become of a consideration for Gazprom Neft due to company's transition to the development of low-permeable unconventional reservoirs where conventional well logging and well testing suites are not efficient enough. The need to change over from conventional well logging and well testing to remote hydrodynamic and geophysical monitoring based on permanently installed wellbore sensors (logging-while-production, LWP) is illustrated at Fig. 1.

Stage I (before 2014) of the development of the technology involved the upgrading of the embedded pressure and temperature sensors for the pumping systems telemetry that had been initially designed to control the operating parameters only. A comprehensive set of measures taken by Gazprom Neft in order to replace the indicator sensors with certified high-sensitivity pressure and temperature gauges and to expand the memory of logging devices has allowed the direct access of remote wellbore pressure logging data and wireless transmission of this data to the processing centers.

Therefore, completion of Stage 1, the technology development, which required installation of single-gauge permanent wellbore sensors, allowed for the realization of so-called 'passive experiment during reservoir development' concept. The latter stipulates for maximizing the use of digital measurement and telemetry systems which have been integrated into downhole equipment for remote diagnostics and control over wellbore conditions. As a result, within core assets of Gazprom Neft the following targets have been achieved:

- Abandonment of ultrasonic scanning measurements for estimation of bottom hole pressures out of drawdown levels that were not always showing adequate results.
- Realtime monitoring of wellbore conditions with high precision: sensitivity range of certified pressure gauges is currently 0.0001-0.001 MPa;
- Over 95% of scheduled well testing activities in operating well stock are currently performed using permanent single-gauge measurement systems without engaging of wireline services;
- Approaches and software algorithms have been developed that allow elimination of using costly technologies based upon logging of lengthy pressure build-up curves with logging of long-term pressure-level curves - which starts immediately after a well becomes an active stream and can last for many years; these measurements are accompanied by logging the build-up curves during the well's operational shutdowns.

6–9 ОКТЯБРЯ 2020



Х ПЕТЕРБУРГСКИЙ МЕЖДУНАРОДНЫЙ ГАЗОВЫЙ ФОРУМ

ПРИЗНАННАЯ ПЛОЩАДКА ДЛЯ ДИСКУССИИ
О РАЗВИТИИ МИРОВОЙ ГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

ПРИ ПОДДЕРЖКЕ



МИНИСТЕРСТВО ЭНЕРГЕТИКИ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ



ПАРТНЕРЫ



ОРГАНИЗАТОР

ГЕНЕРАЛЬНЫЙ
ПАРТНЕР

EXPOFORUM



КОНГРЕССНО-ВЫСТАВОЧНЫЙ ЦЕНТР
ЭКСПОФОРУМ
САНКТ-ПЕТЕРБУРГ, ПЕТЕРБУРГСКОЕ ШОССЕ, 64/1

+7 (812) 240 40 40 (ДОБ. 2160, 2122)
GF@EXPOFORUM.RU

GAS-FORUM.RU 18+





Рис.1: Актуальность перехода от традиционных исследований ПГИ и ГДИС на глубинные дистанционные СИИС (ППД – поддержание пластового давления; ГНК, ВНК – соответственно газо-и водонефтяной контакт; ВС – вертикальная скважина, ОРЭ – одновременно-раздельная эксплуатация)

забойного давления и беспроводную передачу этих данных в обрабатывающие центры.

Таким образом, на первом этапе развития точечных (единичных) датчиков СИИС удалось реализовать концепт так называемого пассивного эксперимента при разработке залежей, предусматривающего максимальное использование при удаленной диагностике и управлении забойными параметрами встроенных в глубинное скважинное оборудование цифровых измерительных и телеметрических систем. В результате на основных активах «Газпром нефти» удалось:

- отказаться от применения не всегда корректных средств эхолокации для оценки забойных давлений по динамическим уровням;
- получать данные о забойных параметрах в режиме реального времени с высокой точностью; чувствительность датчиков давления (все – сертифицированные средства измерения) в настоящее время составляет 0,0001–0,001 МПа;
- перейти на выполнение более 95 % объемов плановых ГДИС в добывающем фонде скважин с помощью стационарных точечных измерительных

The results at the Gazprom Neft sites, even after the completion of just the initial stage of implementing single-gauge permanent sensors, has resulted in multiple cuts in oil losses that had previously occurred due to forced shutdowns of the productions wells, without loss of information and the quality of the well records themselves. As a result of being able to remotely control the ESP pump rate in conjunction with continuous wellbore data, including wellbore pressure measurements and nonstationary well testing loops transmitted by surface wireless telemetry systems - it has become possible to perform prompt operational control over production processes and to quantitatively ground optimum operation performance for a whole lift system comprised of a well and formation(s). This technological principle concept of a Smart Well or the “smart (digital) well” is widely publicized and discussed in the world today.

Major implementation of the ‘Smart Well’ concept at Gazprom Neft assets, was completed and most production wells were equipped with pumping systems in 2014. This allowed a significant reduction in the planned losses in oil production associated with well testing and

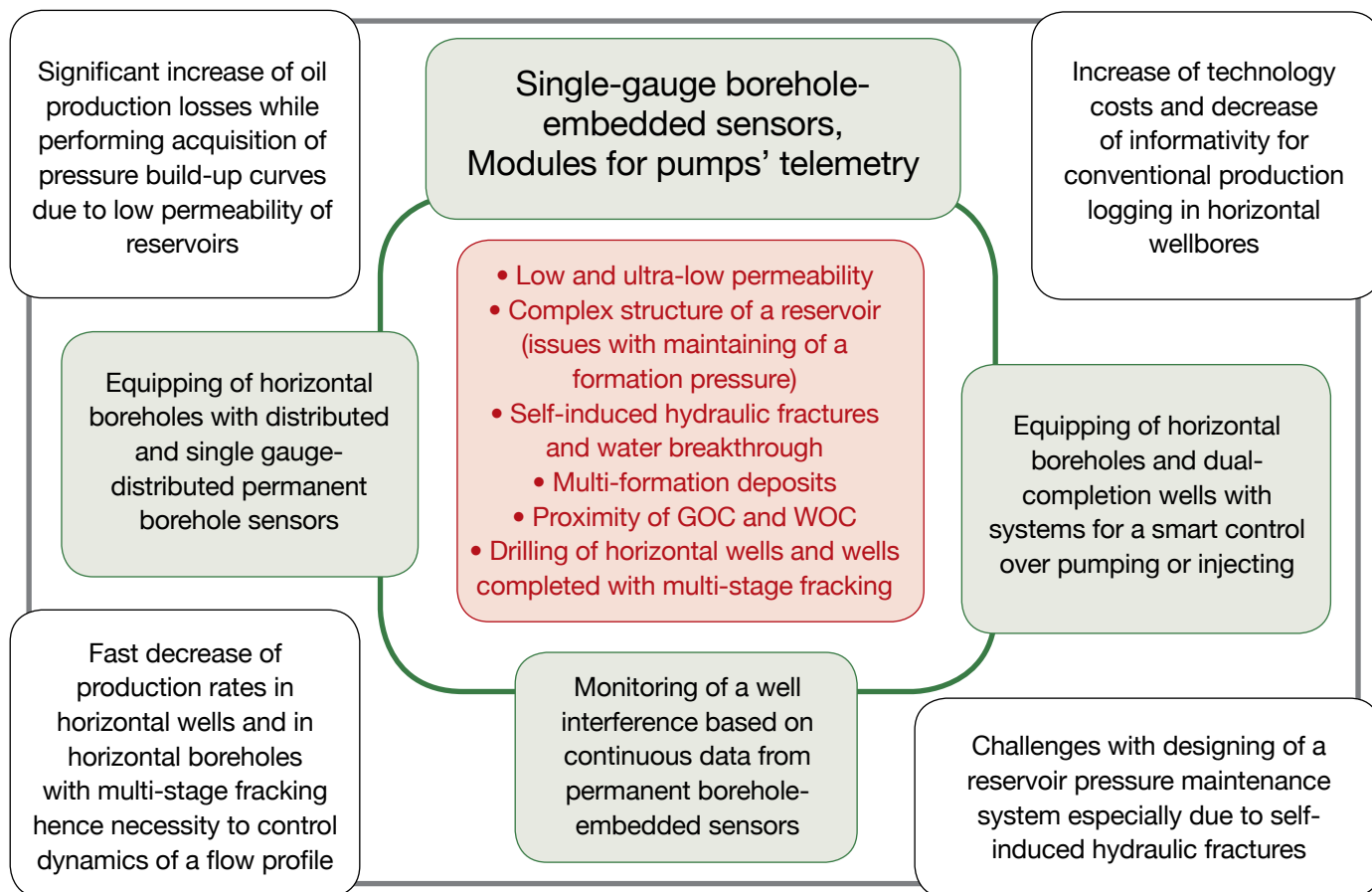


Fig. 1: Relevance of conversion from conventional production logging and well testing to the continuous monitoring by implementation of permanent borehole-embedded sensors

систем (без привлечения к ГДИС геофизических сервисов);

- разработать методологию и алгоритмы программного обеспечения, позволившие отказаться от практики применения затратных технологий на основе записей длительных КВД и перейти преимущественно на технологии записи долговременных кривых стабилизации давления (КСД), которые регистрируются после запуска скважины в работу (при этом процесс регистрации может длиться годами), сопровождающиеся вспомогательными кратковременными записями кривых восстановления уровня (КВУ) при технологических остановках.

В результате на объектах компании «Газпром нефть» уже на начальном этапе внедрения точечных СИИС удалось многократно сократить потери добычи нефти от вынужденных длительных остановок добывающих скважин без потери информативности и качества самих записей ГДИС. Благодаря использованию технических средств удаленного управления частотой двигателя ЭЦН, а также на основе получаемой с помощью телеметрических наземных беспроводных систем непрерывной

logging of the wells production, to obtain the economic benefits in the framework of the integrated technology and controlled development of the oil fields (both for vertical and directional wells. The specified effect is achieved due to:

- Targeted boosting of the water injection system;
- Conformance control with prevention of water breakthrough via so-called unstable self-induced hydraulic fractures;
- Optimization of the pumps performance;
- Selection of candidate wells for re-fracking and other factors.

A comprehensive set of measures taken by Gazprom Neft in order to replace the indicator sensors with certified high-sensitivity pressure and temperature gauges and to expand memory of logging devices has allowed for direct method for remote monitoring of wellbore pressure and wireless transmission of this data to processing centers.

Single-gauge permanent sensors for wellbore hydrodynamic and geophysical monitoring have been developed at Gazprom Neft assets between 2014-2018. They allowed the addressing of the above listed

скважинной информации с замерами забойного давления и нестационарными циклами ГДИС стало возможным осуществлять оперативное управление режимами отбора продукции, с численным обоснованием оптимального режима работы всей лифтовой системы скважина – пласт(ы). Данный технологический принцип является основой широко рекламируемой и обсуждаемой в мире концепции Smart Well или «умной (цифровой) скважины».

Масштабное внедрение проекта Smart Well на объектах «Газпром нефти» с охватом практически всего добывающего механизированного фонда скважин было осуществлено в 2014 г. Это позволило при значительном сокращении плановых потерь добычи нефти, связанных с проведением ГДИС и ПГИ, получать экономические эффекты в рамках составляющих комплексной технологии контролируемой и управляемой разработки нефтяных месторождений (как для вертикальных и наклонно направленных скважин, так и для ГС). Указанный эффект достигается за счет:

- адресного усиления системы ППД;
- выравнивания профилей приемистости с предотвращением прорывов воды по так называемым нестабильным трещинам автоГРП;
- оптимизации работы насосов;
- подбора скважин-кандидатов для повторного ГРП и других факторов.

Меры, принятые в компании «Газпром нефть» для перехода от датчиков-индикаторов на сертифицированные высокочувствительные средства измерения давления и температуры, а также направленные на расширение памяти регистрирующих устройств, позволили обеспечить прямой способ дистанционной регистрации забойного давления и беспроводную передачу этих данных в обрабатывающие центры

Точечные модули СИИС глубинного гидродинамико-геофизического мониторинга в своем развитии (2014–2018 гг.) позволили решать указанные задачи на объектах «Газпром нефти», что в совокупности с проведением ГТМ, обоснованных этими мониторинговыми данными, дало значительный экономический эффект, выраженный в дополнительной добыче нефти. Только для Южно-Приобского месторождения ежегодный эффект оценивается в 880 тыс. т дополнительно добытой нефти, не считая эффекта от снижения эксплуатационных затрат.

В повышение информативности и рентабельности стационарных систем геомониторинга при их использовании в процессе разработки

challenges and for basing the well intervention strategies upon the well monitoring data. Cumulatively these measures resulted in significant economic benefit in the form of incremental oil production. For instance, at the Yuzhno-Priobskoe oilfield the annual oil production increase is currently estimated at 880 thousand tons, not counting the effect of lower operating costs.

Sensors, distributed over horizontal wellbores also increased the information and the cost efficiency of permanent geo-monitoring systems. These sensors can be designed in the following ways:

- Fiber optic sensing cables (mainly leveraged on DTS technology for thermal field measurements based on Raman scattering) [1];
- Single-gauge-distributed indicator systems embedded into inflow mandrels (ports and filters) of BHAs for horizontal wells completions.

Currently permanent sensors of the above-listed types are subject to active testing by Gazprom Neft and other major oil producers both in Russia and worldwide. Apart of their individual customization it's very important to work out a strategy for their implementation at oilfields which should account for conducting specific studies, describe data acquisition technologies and suggest methods for data interpretation and analysis that take advantage of dedicated digital simulators which take into account and correctly evaluate the physical chemical processes.

In the authors opinion, an increase in the efficiency of an oil and gas fields development is possible by sophisticated implementation of monitoring systems that have already been effective customized and approved and validated by experts. To that effect, experts at Gazprom Neft in 2012-2018 were performing systematic selection, testing, customization, estimation of informativity and the installation of application-specific technological equipment and hardware components of single-gauge and distributed wellbore-embedded sensors.

The results of this long-term study and theoretical justification for the remote permanent geo monitoring of production wells have been summarized among others within a monography issued by a team of experts from Gazprom Neft Science and Technology Center' [2]. This monography incorporated essential process solutions and mandatory requirements for equipping production wells with systems of single-gauge and distributed remote-operated sensors; it also contained algorithms for interpretation and analysis of corresponding digital information.

месторождений высокотехнологичными ГС свой вклад вносят и так называемые «распределенные» по всему стволу СИИС, выполненные на основе:

- оптоволоконных кабелей-сенсоров (прежде всего по технологии DTS для измерения тепловых полей на принципе рассеяния Рамана) [1];
- точечно-распределенных индикаторных систем, встраиваемых в приточные мандрели (порты и фильтры) компоновок заканчивания ГС.

В настоящее время СИИС данного типа проходят активную апробацию как в компании «Газпром нефть», так и в других крупных нефтяных компаниях в России и в мире. Однако помимо их индивидуальной адаптации очень важно выработать систематику применения элементов СИИС на месторождениях, включая методологию проведения целевых исследований, технологии сбора данных, интерпретации и анализа получаемых результатов, в том числе на основе специально разработанных цифровых симуляторов, учитывающих и корректно оценивающих наблюдаемые в работающих ГС физико-химические процессы.

По мнению авторов, повышение эффективности разработки месторождений нефти и газа (особенно для активов ТРИЗ) возможно в первую очередь на базе системного (комплексного) применения уже прошедших успешную адаптацию измерительных диагностических средств СИИС, с учетом проведенной экспертной оценки их фактической информативности и достоверности. С этой целью специалисты «Газпром нефти» в период 2012–2018 гг. целенаправленно осуществляла выбор, опробование, адаптацию, оценку информативности и внедрение специализированного технологического оборудования и технических средств глубинных точечных и распределенных СИИС.

Результатом данного многолетнего анализа и теоретического обоснования дистанционного стационарного мониторинга в рассматриваемой области стал, в частности, монографический труд коллектива специалистов Научно-Технического Центра «Газпром нефти» [2], где были обоснованы основные технологические подходы и требования к обустройству добывающих скважин системами точечных и распределенных дистанционных СИИС, а также предложены алгоритмы интерпретации и анализа данного типа цифровой информации.

Результаты практического внедрения комплексной системы гидродинамико-геофизического мониторинга в «Газпром нефть»

Работы по внедрению комплексной системы гидродинамико-геофизического мониторинга

Results of the practical implementation of an integrated system for hydrodynamic and geophysical monitoring within Gazprom Neft

Work on implementing the integrated system for hydrodynamic and geophysical monitoring included:

- a) Conceptual design of studies to be performed at the various stages of the system's deployment including theoretical justifications and execution processes; same regarding implementation of the system in order to optimize field development;
- b) Statement of problems that require solutions in order to create the efficient system for permanent monitoring of producing oil wells;
- c) Development of regulatory and guidance documents, algorithms and software to perform acquisition, processing, quantitative interpretation and documenting of continuous digital monitoring data and to evaluate the obtained results (including big data processing algorithms);
- d) Development of technology for implementation of permanent wellbore sensors sets; statement of requirements to deployment and coverage of backbone survey networks;
- e) Upgrade of equipment and measuring systems related to wellbore permanent sensors;
- f) Field tests of equipment, technologies and hardware at various types of production wells (vertical, horizontal, with multi-stage fracking etc.);
- g) Development of technology for estimation of obtained logs informativity; development of algorithms for log interpretation as applied to basic types of permanent wellbore sensors;
- h) Composing of patents portfolio based upon solutions developed for designated tasks.

At the initial stage of implementation on Gazprom Neft assets a system of single-gauge permanent wellbore sensors embedded into standard pumping equipment was universally deployed. This allowed for remote continuous monitoring of bottomhole pressure and the prompt transfer of information back to the data processing centers. Scheduled well testing programmes have been completely revised due to the introduction of certified pressure gauges with increased sensitivity (up to 0.0001-0.001 MPa). As a result, scheduled well testing procedures in production wells are performed without engaging of geophysical services and prevent long-term well shutdowns. Moreover, switching to real-time

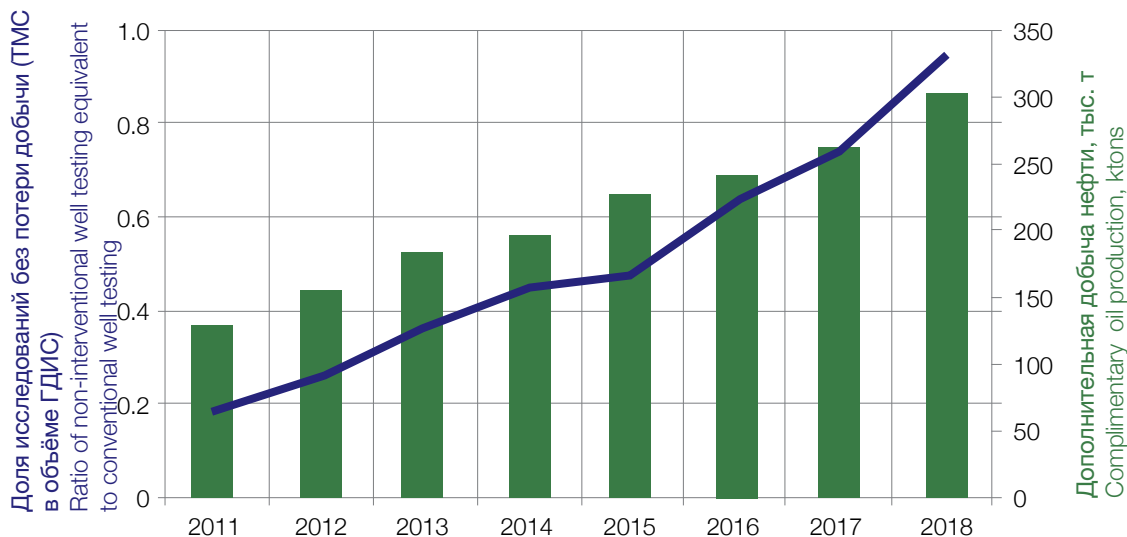


Рис.2: Дополнительная добыча нефти после перехода на проведение ГДИС по показаниям точечных дистанционных СИИС (TMC – телеметрические системы)

Fig 2: Complimentary oil production resulting from conversion to well testing by means of implemented single-gauge permanent borehole-embedded sensors

включали:

- разработку концепции, теории и методики выполнения исследований на этапах создания геомониторинговой стационарной дистанционной системы и ее применения для оптимизации эксплуатации месторождений;
- формулировку задач, решение которых позволит создать эффективную систему стационарного мониторинга добывающих нефтяных скважин;
- разработку нормативно-методического, методико-алгоритмического и программного обеспечения для проведения, обработки, количественной интерпретации, документирования и анализа результатов цифрового непрерывного мониторинга (в том числе, алгоритмов обработки больших массивов данных);
- разработку технологии применения стационарных комплексов СИИС, а также требований к охвату и созданию опорных сетей наблюдения;
- модернизацию оборудования и измерительных средств СИИС; ж) опытно-промышленную апробацию оборудования, технологий и аппаратных средств СИИС при работе в различных типах добывающих скважин (вертикальных, горизонтальных, с МГРП и др.);
- разработку технологии оценки информативности получаемых записей, алгоритмов их интерпретации применительно к основным типам СИИС;
- формирование пакета патентов на основе решений поставленных задач.

На первом этапе внедрения на объектах «Газпром нефти» была модернизирована и повсеместно реализована система точечных

monitoring of pressure has allowed for additional realtime control of the following parameters:

- Changes in reservoir pressure;
- Dynamics of a skin-factor (indicator of a near-wellbore zone contamination);
- Effect of adjacent production and injection wells – controlling of this parameter allows for preventing of water breakthrough from injection wells thus achieving leveling of oil displacement front by water.

At this stage, the implementation of simple single-gauge remote wellbore sensors led to multiple oil production savings by eliminating losses that had resulted from long-term shutdowns of production wells (Fig. 2).

Gazprom Neft was the first company in Russia to implement this innovative technology and the Yuzhno-Priobskoe field was chosen as a testing facility. Implementation of the technology allowed for: abandoning bottomhole pressure detection out of dynamic levels which resulted in wrong results; performing well tests on almost 100% of operating well stock; estimating well interference (observation well testing), dynamics of skin-factor and bottomhole pressure. Company's experts defended in 'Rosnedra' Central Commission for Reserves (protocol #3820 dated 14.09.2006) a technology for replacement of long-term pressure and level build-up curves' acquisition with long-term level stabilization and short-term level build-up (during routine stops of electric submersible pumps) curves' acquisition. This technology was later registered as a patent. Taking the Yuzhno-Priobskoe field as an example (annual oil production in 2018 comprised more than 11 409 thousand tons) where annual complimentary

СИИС, устанавливаемых на серийном насосном оборудовании. Это позволило обеспечить прямой способ дистанционной непрерывной регистрации забойного давления и оперативную передачу полученных данных в обрабатывающие центры. Благодаря внедрению сертифицированных средств измерения давления и увеличению их чувствительности до 0,0001–0,001 МПа программа плановых ГДИС была полностью пересмотрена. В результате регламентные ГДИС в добывающих скважинах проводятся без привлечения геофизических сервисов и длительных остановок скважин на замеры КВД и КВУ. Более того, переход на технологии записи долговременных КСД позволил дополнительно обеспечить контроль в режиме реального времени:

- изменения пластового давления;
- динамики скин-фактора (показатель кольматации при скважинной зоне) при дополнительных фиксациях кратковременных КВУ;
- влияния соседних добывающих и нагнетательных скважин, что позволило предотвратить прорывы воды от нагнетательных скважин и соответственно добиваться выравнивания фронта вытеснения нефти водой.

На данном этапе за счет внедрения простейших точечных дистанционных СИИС удалось многократно сократить потери добычи нефти из-за вынужденных длительных остановок добывающих скважин (рис. 2).

В данной инновации компания «Газпром нефть» была первой в России. В качестве полигона было выбрано Южно-Приобское месторождение. Внедрение технологии позволило: отказаться от некорректных определений забойного давления по динамическим уровням, проводить ГДИС практически со 100%-ным охватом добывающего фонда, оценивать взаимовлияние скважин (принцип гидропрослушивания), динамику скин-фактора и пластового давления. Специалисты компании обосновали и защитили в ЦКР Роснедра (протокол № 3820 от 14.09.2006 г.) технологию замены записи длительных КВД и КВУ на записи долговременных КСД с кратковременными КВУ (технологические перерывы в работе ЭЦН), позже оформленную как патент. На примере Южно-Приобского месторождения (годовая добыча в 2018 г. составила более 11 409 тыс. т нефти), где ежегодный эффект от внедрения точечных СИИС оценивается на уровне 880 тыс. т дополнительно добытой нефти, можно сделать вывод, что оптимизация добычи за счет уже внедренных средств СИИС дает совокупный эффект 7,7 % уровня добычи месторождения. Составляющие экономического эффекта следующие: – оптимизация работы насосов (потенциал насосов оценивался по

oil production due to implementation of single-gauge wellbore sensors is estimated at 880 thousand ton. It can be concluded that optimization of oil production driven by the technical means that have been already deployed cumulatively results in 7.7% of field oil production. Components comprising economic benefit are the following: optimization of pumps performance (potential pumps capacity was estimated out of dynamics of data obtained by wellbore sensors) – more than 1.8%; selection of candidate wells for refracking taking into account interference of offset wells (estimated data obtained by wellbore sensors) – more than 1.3%; leveling of oil displacement and redistribution of water injection (including reduction of injected water volume in order to exclude water breakthrough due to self-induced hydraulic fracturing) – more than 1.8% (not taking into account effect of non-efficient injection decrease); target boosting of reservoir pressure maintenance system – 1.7%; reduction of direct oil production losses due to switching from acquisition of pressure and level build-up curves to real-time acquisition of level stabilization curves – not less than 1.1%. At this stage apart from single-gauge wellbore sensors providing wellbore hydraulic measurements, there was also implementation of autonomous remote multiple single-gauge sensors each consisted of a flowmeter, water-in-oil meter, thermometer and pressure gauge; they were installed at different depths in vertical and directional wells (usually at the top of co-produced oil formations). Remote data transmission from these multiple-measurement devices (for example if 'Sprut' ('Octopus') design developed by 'Geofizika' research and production company was implemented) has been achieved by 2 ways:

- 1) In production wells – a power supply cable sits inside a pump telemetry unit is connected to a string of sensors; the latter is suspended below the electric submersible pump within a perforated zone;
- 2) Injection wells, with dual injection equipment, a separate additional cable is used.

Unconventional oil deposits produced mostly by horizontal wells with multi-stage fracking have been identified as optimum candidates for performing the studies with distributed fiber-optic systems.

This type of single-gauge-distributed wellbore sensors deployed at the Yuzhno-Priobskoe field with wells equipped with Y-tool bypass systems which allowed targeted monitoring of producing wells equipped with multizone completions. This permanent geomonitoring resulted in reliable quantitative data regarding multiphase fluid movement and composition (under conditions of pumping-assisted production of formations); and variations of the filtering parameters within produced oil

динамике данных СИИС) – более 1,8 %; – подбор скважин-кандидатов для повторного ГРП с учетом интерференции соседних скважин (благодаря оценке взаимовлияния скважин по датчикам СИИС) – более 1,3 %; – выравнивание профиля приемистости с перераспределением закачки воды (включая снижение объемов закачки для исключения прорывов воды по трещинам автоГРП) – более 1,8 % (без учета эффекта от снижения непроизводительной закачки); – адресное усиление системы ППД – 1,7 %; – снижение прямых потерь добычи нефти вследствие замены комплексов ГДИС (с за- писью КВД и КВУ) на СИИС с регистрацией КСД в режиме реального времени – не менее 1,1 %. На указанном этапе помимо точечных СИИС, обеспечивающих замеры ГДИС, применялись и многоточечные СИИС с автономными и дистанционными комплексами датчиков ПГИ (расходомер, влагомер, термометр, манометр), устанавливаемых на разных глубинах в вертикальных и наклонно направленных скважинах (обычно – в кровле совместно разрабатываемых нефтяных пластов). Дистанционный способ передачи с таких комплексных СИИС (например, при использовании модификации системы «Спрут», разработанной НПФ «Геофизика») обеспечивался двумя способами:

1) для добывающих скважин – через силовой кабель, сочлененный в погружном блоке телеметрии насоса с дополнительным кабелем-гирляндой, при подвешивании последнего под ЭЦН в интервале перфорированных пластов;

2) для нагнетательных скважин с оборудованием одновременно-раздельной закачки – через дополнительный кабель.

Наиболее актуальными объектами для исследования с помощью распределенных оптоволоконных систем признаны залежи нефти с триз, разрабатываемые преимущественно гс с мгрп

Совместно с созданной на Южно-Приобском месторождении опорной сетью скважин, оснащенных байпасным оборудованием Y-Tool, данный тип точечно-распределенных СИИС позволил вести выборочный мониторинг работы добывающих скважин, эксплуатируемых по технологии ОРЭ. Результатом данного типа стационарного геомониторинга явилось получение достоверной количественной информации: – о профиле и составе многокомпонентного притока (в условиях насосной эксплуатации объектов); – об изменениях текущих индивидуальных

formations; unevenness of reserve recovery of a multi-zone reservoir; occurrence of intracolumn fluid migrations after a well shutdown. Starting from 2014 during next stage of implementation of permanent wellbore sensors for geomonitoring (including distributed fiber optics systems for thermal monitoring DTS and indicator-based (tracer) systems for monitoring flow profile and composition) horizontal wellbores with multi-stage fracking have been subjected to field testing.

For a detailed description of the results, refer to work [3] from Gazprom Neft experts' conclusions regarding new approaches for remote distributed monitoring and their commentaries for delivering equipment with distributed wellbore sensors in horizontal wells that have been implemented at Gazprom Neft assets. The delivery of fiber optics sensing cable systems deployed through the tubing, of a reduced diameter, has its advantages for long-term monitoring while delivery via a coiled tubing should be applied for short-term monitoring. By the end of 2018 Gazprom Neft fields had the following systems deployed for field testing: fiber optic thermal monitoring system (DTS) – at 15 wells; fiber optic acoustic systems DAS – at 3 wells; fiber optic systems for bottomhole pressure control – at 2 wells; single-gauge-distributed indicator-based systems – at 8 wells.

From the point of view of the country's energy security, the transition to a controlled and supervised approach to the production of hydrocarbon raw materials is guaranteed, which ensures guaranteed design levels of oil production, especially at fields with unconventional reserves produced by horizontal wells with multi-stage fracking equipped with smart completion systems including permanent wellbore-embedded sensors.

Practices for optimizing technology within the geophysical monitoring of horizontal wellbores, multilateral horizontal wellbores and horizontal wellbores with multi-stage fracturing should be primarily intended to:

- Performance analysis of wells with multi-stage fracking: validation of production at separate intervals/ports (estimation of their contribution to total production rate and flow composition), location of hydraulic fractures within a whole horizontal wellbore and study of their parameters, detection of possible flaws with the BHA completion (for example packer leakage);
- Operational decision-making aimed to increase the wells productivity (cuttings removal from a wellbore, selective multi-stage re-fracking, shut-off water- or gas-breakthrough zones) based upon data describing current fluid movement profile;
- Estimation of the formation's level of reserve depletion,

энергетических и фильтрационных параметров разрабатываемых нефтяных пластов; – о нарушениях равномерности выработки многопластовой залежи; – о возникновении внутриколонных перетоков после остановки скважины. На следующем (начиная с 2014 г.) этапе внедрения геомониторинговых глубинных СИИС (включая распределенные оптоволоконные системы термомониторинга DTS и индикаторные (трассерные) системы мониторинга профиля и состава притока) объектами апробации стали ГС с МГРП. Подробно результаты данных работ описаны в работе [3], где представлены заключения экспертов компании «Газпром нефть» относительно информативности и эффективности новых методов дистанционного распределенного мониторинга, а также апробированных на объектах «Газпром нефти» способов доставки оборудования с распределенными СИИС в горизонтальный ствол. Способ доставки оптоволоконных кабель-измерительных систем на НКТ уменьшенного диаметра имеет преимущества при длительных сроках мониторинга, в то время как технология доставки СИИС на гибких НКТ применяется при непродолжительных сроках. Объем апробации распределенных мониторинговых систем на месторождениях «Газпром нефти» и совместных активах на конец 2018 г. составил: – оптоволоконные термические системы DTS – 15 скважин; – оптоволоконные акустические системы DAS – 3 скважины; – оптоволоконные системы контроля забойного давления – 2 скважины; – точечно-распределенные индикаторные системы – 8 скважин.

С точки зрения энергетической безопасности страны актуален переход на контролируемую и управляемую добычу углеводородного сырья, гарантированно обеспечивающую проектные уровни добычи нефти, особенно в условиях разработки месторождений с триз горизонтальными скважинами, ГС с МГРП, ГС с применением интеллектуальных компоновок заканчивания, включая СИИС

Мероприятия по оптимизации технологий промыслово-геофизического и гидродинамического стационарного мониторинга ГС, многоствольных ГС и ГС с МГРП в первую очередь нацелены на решение следующих задач.

- Анализ эффективности пробуренных ГС с МГРП: подтверждение работы отдельных интервалов/портов (оценка их вклада в суммарный дебит, состав притока) с фиксацией по стволу ГС местоположения и параметров трещин

identification of dead intervals, location of well-pattern zones with bypassed oil based on analysis of fluid movement and injectivity profile time-based logs for horizontal wellbores.

Unconventional oil deposits, requiring multi-stage fracking have been identified as optimum candidates for performing the studies involving distributed fiber-optic systems. If long-term monitoring in horizontal wellbore is considered, then this type of permanent downhole measuring systems has several substantial advantages over conventional 'single-run' well logging suites:

- Ability to install sensors below pumping equipment's hanger directly inside horizontal wellbore for a long term (i.e. for an overhaul period or longer);
- Realtime measurements within the entire wellbore (some reduction in sensitivity of thermal sensors is compensated with big volumes of data gathered immediately after well production starts);
- Significant cost savings due to limit absence for amount and frequency of tests whilst reaching minimum values of their specific cost (especially if many wells are being studied simultaneously);
- Ability to pull out pumping equipment during well remedial works without the need to remove measuring sensors from horizontal wellbore (if inductive breakers are used in telemetry or electrical submersible pump of reduced size is used which is installed at tubing using wireline);
- Ability to integrate permanent wellbore sensors with a system for controlling downhole equipment ('active ICD in Smart Well' concept). Cost of permanent distributed measurement system for a horizontal wellbore is comparable to a cost of performing single hi-tech well logging. However, this equipment allows for permeant remote monitoring of wells performance for the long term (months or years).

Up to 2019, based on data analysis and classification of results obtained by permanent downhole sensors, in conjunction with results from digital modeling using thermo-hydrodynamical simulators, justifications have been established for basic bottomhole parameters (pressure, temperature, multiphase flow). This allowed for the development of required procedural [2] and regulatory documents (M-01.05.01.05-01. Recommended practices for conducting wellbore studies – geophysical logging. – 2018; M-01.05.02.01-01. Recommended practices for conducting wellbore studies – remote measurements and well testing. – 2017) for their subsequent wide introduction within oilfields at Gazprom Neft. In addition, recommended practices and time constraints have

гидроразрыва, а также возможных нарушений в компоновке заканчивания (например, негерметичности пакеров).

- Принятие решений о необходимости проведения работ для восстановления продуктивности скважин на основании данных о текущем профиле притока: очистки ствола от шлама, повторные селективные МГРП, изоляции интервалов с прорывом воды (газа).
- Оценка степени выработки пласта, выявление недренируемых интервалов, определение межскважинных зон с невыработанными запасами (целиками) нефти на основе исследований динамики профилей притока и приемистости ГС во времени.

Наиболее актуальными объектами для исследования с помощью распределенных оптоволоконных систем признаны залежи нефти с ТРИЗ, разрабатываемые преимущественно ГС с МГРП. У данного вида глубинных стационарных измерительных систем при ведении долгосрочного мониторинга в ГС есть ряд существенных преимуществ по сравнению с традиционными «разовыми» комплексами ПГИ:

- возможность установки ниже подвески насосного оборудования непосредственно в ствол ГС на длительный срок (например, на весь межремонтный период или дольше);
- проведение измерений в режиме реального времени для всего профиля ствола с обеспечением перманентной работы СИИС (некоторое снижение чувствительности по температуре компенсируется получением больших массивов данных в первые минуты после пуска скважины);
- значительный экономический эффект, поскольку число замеров и их периодичность не ограничены, а удельная стоимость за продолжительный период мониторинга минимальна (особенно при значительном охвате, т.е. большом числе одновременно исследуемых скважин);
- возможность подъема насосного оборудования (при текущем ремонте скважин) без изъятия из горизонтального ствола измерительных датчиков (при использовании в системе телеметрии СИИС индукционных разъединителей, а также при применении ЭЦН малого габарита, спускаемого в НКТ на кабеле);
- возможность совместить СИИС с системой управления элементами подземного оборудования (концепция активной ICD в Smart Well). Стоимость оборудования механизированной ГС со стационарной распределенной измерительной системой DTS в целом сопоставима со стоимостью выполнения разового высоко-технологичного

been established for validated hi-tech downhole monitoring systems [3]. Thus, despite several stages of technology implementation that have been already completed and the clear economic benefits that have been achieved, a goal for the establishment of a sophisticated digital system for wellbore geomonitring at Gazprom Neft fields is still in the list of the technology development program's primary objectives.

Between 2012-2018 the following results have been achieved: worldwide market research has been performed and the most useable and cost-efficient wellbore sensors have been defined; step-by-step field testing at Gazprom Neft production assets have been performed in various technical and environmental conditions; procedural guidelines and algorithms have been developed; requirements for development of backbone networks for permanent geomonitring within the company's assets have been justified. It must be noted that at the time when Gazprom Neft experts started working on this comprehensive project there weren't any similar commercial products available in Russia, while the cost of overseas commercial systems was much higher than the cost of the system developed by Gazprom Neft. A substantial part of measuring tools and equipment was radically changed by contractors based upon adjusted technical specifications that included cost reduction among other requirements.

Technical and economic indexes (key performance indicators) of a system for remote hydrodynamic and geophysical monitoring

The implementation of remote geomonitring has allowed for a few direct and indirect benefits. KPIs were calculated based on production indexes for 2018 in 2 ways:

1. Separately for Gazpromneft-Khantos LLC asset – Yuzhno-Priobskoe field, where the calculation is based on economic effect stated as complimentary annual oil production due to the following factors:
 - a) Reduction of direct oil production losses caused by well shutdowns required for performing scheduled well testing (frequency and coverage are defined by regulatory document M-01.05.02.01-01) replacing the conventional logging pressure and level build-up curves implying long-term idle time of wells with realtime acquisition of level stabilization curves performed by single-gauge permanent wellbore sensors – 1.16% from total field production;
 - b) Selection of candidate wells for re-fracking based

комплекса ПГИ (PLT). Однако данное оборудование позволяет выполнять непрерывный дистанционный мониторинг работы скважины в течение длительного периода (месяцы или годы).

В результате анализа и систематизации результатов, полученных с помощью распределенных СИИС к 2019 г., а также на основе цифрового моделирования на термогидродинамических симуляторах, были сделаны теоретические обоснования по основным исследуемым забойным параметрам (давление, температура, фазовый расход). Это позволило для распределенных и точечно-распределенных СИИС разработать необходимую методическую [2] и нормативную (М-01.05.01.05-01. Методические указания по проведению скважинных исследований (ПГИ). – 2018 г.; М-01.05.02.01-01. Методические указания по проведению скважинных исследований (ТИ и ГДИС). – 2017 г.) базу с целью их последующего широкого внедрения на месторождениях компании «Газпром нефть». Кроме того, были сформулированы рекомендации и временные ограничения для прошедших апробацию высокотехнологичных СИИС [3]. Таким образом, задача создания на месторождениях «Газпром нефти» современной цифровой СИИС глубинного геомониторинга при разработке нефтяных залежей, не смотря на реализацию отдельных этапов с видимым экономическим эффектом, по-прежнему остается в одной из первоочередных задач программы технологического развития. За 2012–2018 гг. были достигнуты следующие результаты: – изучены и отобраны на мировом рынке наиболее практичные и экономичные глубинные СИИС; – проведена поэтапная апробация СИИС на объектах компании с учетом разных геолого-эксплуатационных условий разрабатываемых активов; – разработано методико-алгоритмическое обоснование; – обоснованы требования к созданию на месторождениях компании опорных сетей стационарного геомониторинга. Следует отметить, что на момент начала работы специалистов «Газпром нефти» над данным комплексным проектом в России не было готовых технологических решений, а стоимость зарубежных разработок была значительно выше стоимости решений, в настоящее время рекомендованных к применению на объектах «Газпром нефти». Значительная часть измерительно-го инструментария и оборудования была кардинально изменена компаниями-подрядчиками по скорректированным техническим заданиям, в том числе и в плане снижения их стоимости.

upon bottomhole pressure and skin-factor data obtained by permanent wellbore sensors. In 2018 on a monthly basis approximately 22 wells were subjected to re-fracking; no-good candidate wells (statistically 16%) were excluded and replaced with wells selected upon well testing data obtained by permanent wellbore sensors. On average re-fracking at current field resulted in 10 tons/day of production increase, consequently effect of permanent wellbore sensors comprised 1.35% of total oil production.

2. For the other assets of Gazprom Neft only the economical effect which measured in an incremental annual oil production due to (a) component mentioned above was accounted for. Total annual net cash flow resulted from complimentary produced oil due to development and implementation of the system for remote wellbore geomonitoring amounted to 2.17 bln RUR. This calculation can be considered as being a conservative estimation because it doesn't consider neither the operation costs savings nor the indirect effects of single-gauge wellbore sensors installation.

Prospects for future implementation of the remote monitoring system

Currently most Russian oil companies produce assets with unconventional reserves. Comprising of 50% and more of their total production. Smart completions of hi-tech wells and remote acquisition of bottomhole data provide significant benefits due to operating cost reduction and oil production savings. Further efficiencies increase with wireline logging and well testing at hi-tech horizontal wellbores together with the overall efficiency increases with the development of assets with unconventional reserves which can be attributed to conversions from single-run wellbore logs to long-term monitoring with permanent sensors distributed all over the wellbore. At present the most advanced technology that utilize fiber optic allowing remote temperature measurements within the whole well profile and by single-gauge-distributed systems based on fiber Bragg grating. Single-gauge-distributed indicator-based wellbore systems, as proven in their field tests aren't reliable enough and seem to require a significant improvement.

In order to implement distributed permanent wellbore sensors within a wide range of oilfields, application guidelines and technical requirements being created as part of the Corporate Technological Strategy program. Upon completion of this stage it's expected to form guidelines for implementing this technology in any horizontal well being drilled. As a way forward innovative wellbore sensors are under consideration including distributed hot-wire anemometry on a basis of fiber optic

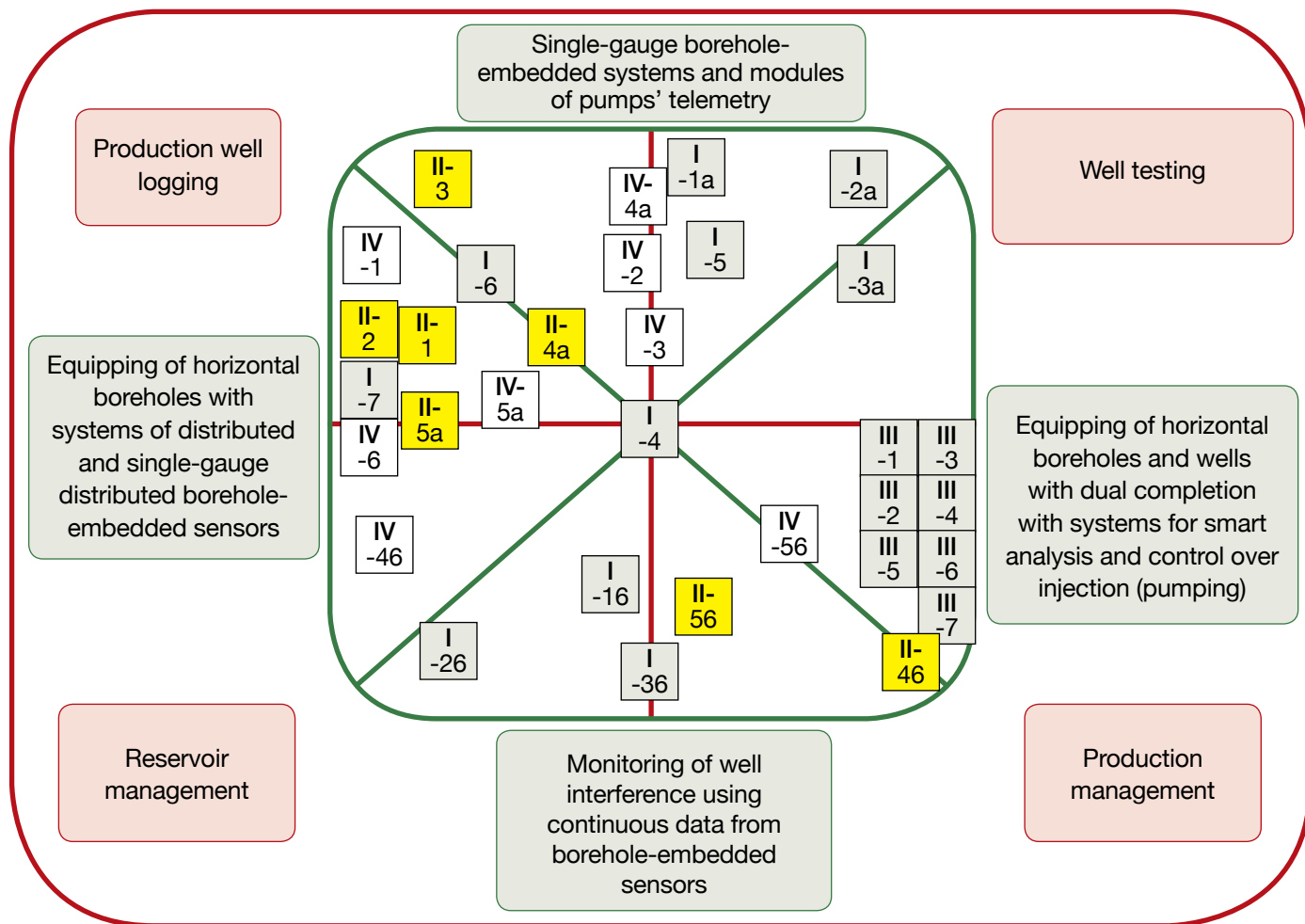


Fig.3: Intellectual elements comprising a system for remote intelligent hydrodynamic and geophysical monitoring of operating well stock at 'Gazprom Neft' assets (IDs of technologies and patents in a central field are provided in accordance with attached Table)

Технико-экономические показатели системы дистанционного гидродинамико-геофизического мониторинга

Внедрение элементов системы дистанционного геомониторинга позволило получить ряд прямых и косвенных экономических выгод. Расчет технико-экономических показателей выполнен по показателям 2018 г. двумя способами. 1. Для одного текущего актива ООО «Газпромнефть-Хантос» Южно-Приобского месторождения, где для расчетов взят экономический эффект, выраженный в ежегодной дополнительной добыче нефти по составляющим:

- снижение прямых потерь добычи нефти, вызванных остановками скважин для проведения плановых ГДИС (периодичность и охват определены регламентным документом М-01.05.02.01-01), за счет замены стандартных технологий записи КВД-КВУ, предусматривающих длительный простой скважин, на исследования

sensors (distributed DTS in combination with single-gauge measuring elements based on fiber Bragg grating) developed in conjunction with the Institute of Fine Mechanics and Optics, and multi-single-gauge heating elements.

Conclusion

The security of energy supply, on a national scale, dictates the need for a wide conversion to permit a controlled and supervised approach for the production of raw hydrocarbons which enables planned oil production levels especially at fields with unconventional reserves produced from horizontal wells with multi-stage fracking completed with smart completion systems including permanent wellbore-embedded sensors. It's worth mentioning that technological and software innovations and patents are being developed by Gazprom Neft affiliates and are of the utmost importance. Fig. 3 illustrates authors' approach to the intellectual scope of the system for remote monitoring. The science and Technology Center of Gazprom Neft currently holds a block consisting of 7 patents (Section I of Table), 5 actual applications for an invention submitted to Rospatent

Section / No	Purpose of technology	Patent No	Objective	Type of required borehole sensors	Role
I/1	Hydrodynamical studies of injection wells	2473804	(a) Monitoring of hydrodynamic parameters of a formation (b) Control over self-induced hydraulic fracture	single-gauge	Well testing
I/2	Estimation of formation filtering properties	2476669	(a) Monitoring of hydrodynamic parameters of a formation (b) Analysis of well interference	single-gauge	Well testing
I/3	Estimation of filtering properties for co-producing formations	2476670	(a) Monitoring of hydrodynamic parameters of a formation (b) Control over formation recovery	single-gauge	Well testing
I/4	3D mapping of formation permeability	2479714	Adaptation of 2D and 3D digital models of a reservoir	All types	All roles
I/5	Defining producing intervals and sources of water-flooding in oil-producing horizontal boreholes	2482271	Monitoring of hydrodynamic parameters of a formation Improvement of reliability for digital reservoir models' adaptation	single-gauge	Well testing
I/6	Defining producing intervals and sources of water-flooding in oil-producing horizontal boreholes	2490450	Estimation of fluid movement profile and fluid composition in horizontal borehole (using tracers' injection into formation)	single-gauge and distributed	Production logging
I/7	Defining producing intervals in horizontal boreholes	2541671	Estimation of fluid movement profile and fluid composition in horizontal borehole (using thermal field measurements immediately after a well becomes active)	Distributed (DTS)	Production logging
II/1	Quantitative estimation of fluid movement profile in a horizontal borehole with multistage fracking	2701272	Estimation of fluid movement profile under conditions of artificial heat treatment during high-volume multi-stage fracking	Distributed	Production logging
II/2	Quantitative estimation of fluid movement profile in low- and average-rate wells	2018141026	Increase of sensitivity while performing estimation of fluid movement profile and injection profile by heat-resistance method	Distributed and single-gauge-distributed (DTS)	Production logging
II/3	Quantitative estimation of fluid movement profile and fluid composition in low-rate wells	2018138217	Estimation of fluid movement profile on the basis of downhole video acquired in gas and water-flooded wells	single-gauge	Production logging
II/4	Estimation of intracolumn inter-reservoirs	2018140135	Diagnostics and estimation of inter-reservoir on the basis of non-stationary thermometry in lifting wells	single-gauge and distributed	Production logging
II/5	Long-term distributed monitoring of fluid movement profile in horizontal boreholes equipped with ESP	2019120315	(a) Monitoring of fluid movement profile and composition in horizontal borehole, delivery of borehole sensors below small-scale ESP (b) Optimization of production mode	Distributed (DTS, DAS)	Production logging
III/1	Monitoring of a multi-formation well with elimination of inter-reservoirs	2368772	Monitoring in multi-formation horizontal borehole, production control (elimination of cross-flows)	single-gauge, distributed-single-gauge	Production logging
III/2	Production of oil and gas from a multi-formation well	2377394	Production control (optimization of depth of pump installation)	single-gauge	Production logging
III/3	Production of oil and gas from multi-formation well and equipment	2391494	Production control (elimination of cross-flows)	single-gauge	Production logging
III/4	Production of oil and gas and equipment	2391493	Production control (optimization of lift with liquid-gas production)	single-gauge	Production logging
III/5	Increase well production rate	2400623	Production control (elimination of cross-flows)	single-gauge	Production logging
III/6	Monitoring of a multi-formation well	2387824	Monitoring in multi-formation horizontal borehole, production control	single-gauge, distributed-single-gauge	Production logging, well testing
IV/1	Diagnostics of technical condition and producing intervals	Project	Study for spatial distribution of noise source	single-gauge	Production logging
IV/2	Defining permeability profile during multi-stage fracking	Project	Study for relaxation of heat treatment of a fracture and estimation of permeability out of linear symmetrical thermal field parameters	single-gauge	Production logging
IV/3	Defining permeability profile during multi-stage fracking	Project	Optimization of technology for study in order to define injection profile of a layered reservoir using relaxation of heat treatment induced by mini-fracking	single-gauge	Production logging, well testing
IV/4	Diagnostics of efficiency of multi-stage fracking ports	Project	(a) Estimation of reservoir properties and completion quality in local zones of fractures (b) Development control	single-gauge, distributed	Production logging, well testing
IV/5	Quick estimation of injection profile out of thermometry data	Project	(a) Quick estimation of ratios of formations in injection (b) production control	Distributed, single-gauge	Production logging
IV/6	Estimation of fluid movement profile in horizontal borehole out of thermometry results	Project	Optimization of acquisition time and length for thermograms to estimate ratio of formations in total inflow (background noise measurement - treatment - measurement)	Distributed, single-gauge	Production logging

способом КСД, проводимые в режиме реального времени точечными модулями СИИС – 1,16 % общей добычи актива;

in 2018 (Section II of Table) and 6 related patents in joint with Gazpromneft-Noyabrskneftegazgeofizika LLC (Section III of Table); aside from this it's planned

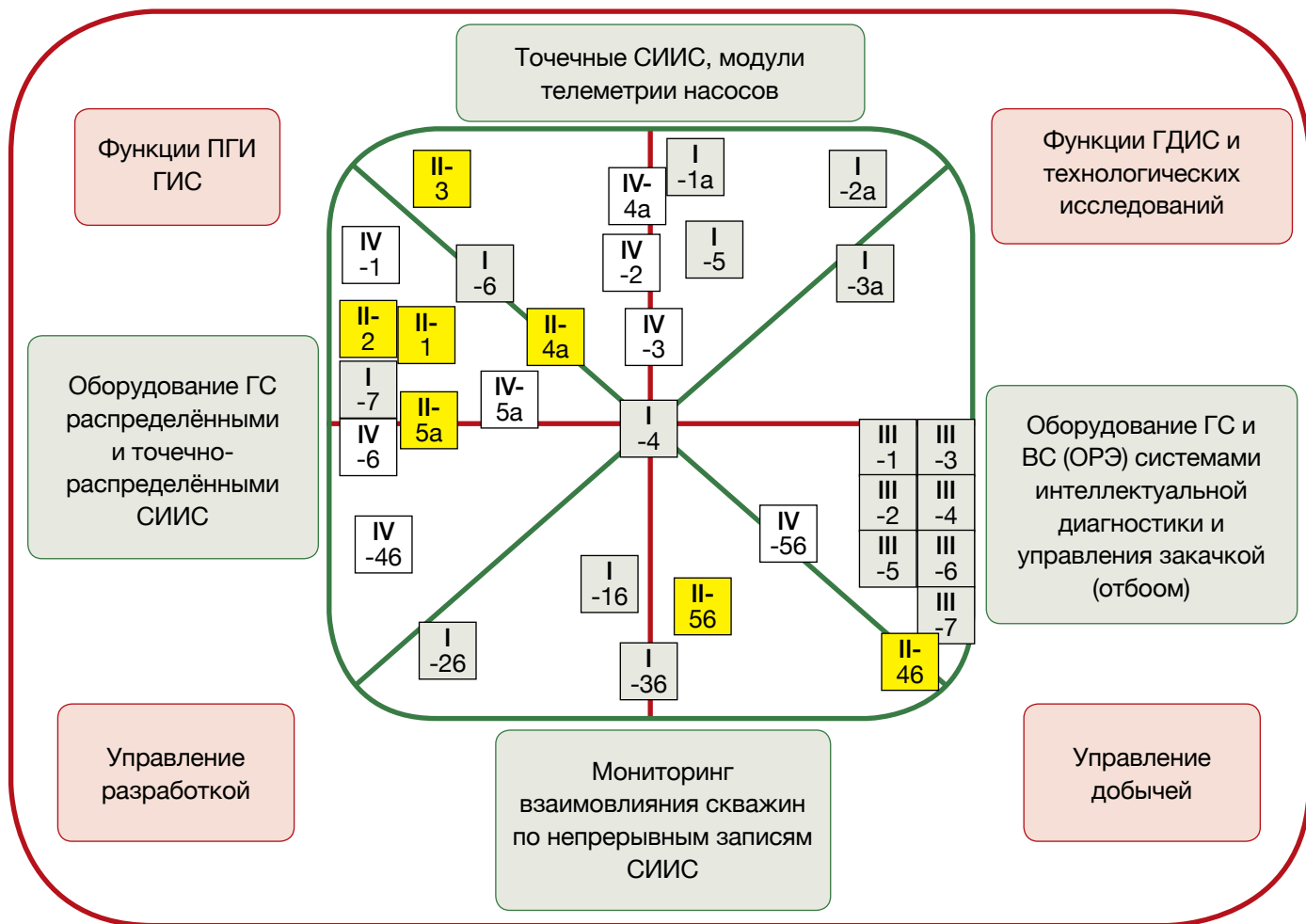


Рис.3: Покрытие РИД дистанционной системы интеллектуального гидродинамико-геофизического мониторинга эксплуатационного фонда скважин в компании «Газпром нефть» (номера технологий (патенты, РИД) в центральном поле даны согласно нумерации, приведенной в таблице)

б) подбор скважин-кандидатов для повторного ГРП с учетом определенных по данным ГДИС текущего пластового давления и скин-фактора.

В 2018 г. ежемесячно выполнялись повторные ГРП примерно в 22 скважинах, из которых неудачные (по статистике 16 %) скважины-кандидаты отсеивались и заменялись на основании результатов ГДИС, полученных с помощью модулей СИИС. В среднем прирост добычи после повторного ГРП на данном месторождении был равен 10 т/сут, следовательно, эффект от СИИС составил 1,35 % общей добычи актива. 2. Для остальных текущих активов «Газпром нефти» в расчетах учитывался только экономический эффект, выраженный в ежегодной дополнительной добыче нефти по первой составляющей а). Общий ежегодный чистый денежный поток от дополнительно добытой нефти за счет разработки и внедрения элементов дистанционной системы глубинного геомониторинга составил 2,17 млрд руб. Данный расчет может быть отнесен

to produce and to draw up a significant amount of complementary intellectual elements (Section IV of a Table).

References

1. Kremenetskiy M.I., Ipatov A.I., Statsionarnyy gidrodinamiko-geofizicheskiy monitoring razrabotki mestorozhdeniy nefi i gaza (Stationary hydrodynamic-geophysical monitoring of the development of oil and gas fields), Moscow – Izhevsk: Publ.of Institute of Computer Science, 2018, 796 p.
2. Ipatov A.I., Kremenetskiy M.I., Kleshkov I.S., Experience in the application of distributed fiber optic thermometry for monitoring wells in the company Gazprom Neft (In Russ.), PRONEFT. Professional no o nefi, 2017, no. 3, pp. 55–64.
3. Billinchuk A.V., Ipatov A.I., Kremenetskiy M.I., Sitnikov A.N., et al., Evolution of production logging in low permeability reservoirs at horizontal wells, multiplefractured horizontal wells and multilateral

Раздел №	Назначение способа	Номер патента	Решаемая задача	Группа СИИС (выделены зеленым цветом на рис.3)	Группа функций (выделены красным цветом на рис.3)
I/1	Гидродинамические исследования нагнетательных скважин	2473804	Мониторинг гидродинамических параметров пласта (а), управление трещиной автоГРП (б)	Точечные	ГДИС
I/2	Определение фильтрационных параметров пласта	2476669	Мониторинг гидродинамических параметров пласта (а), анализ взаимовлияния скважин (б)	Точечные	ГДИС
I/3	Определение фильтрационных свойств совместно работающих пластов	2476670	Мониторинг гидродинамических параметров пласта (а), управление выработкой пласта (б)	Точечные	ГДИС
I/4	Получение 3D распределения проницаемости пласта	2479714	Адаптация 2D, 3D цифровых моделей резервуаров	Все типы СИИС	Все функции
I/5	Определение работающих интервалов и источников обводнения в нефтяной ГС	2482271	Мониторинг гидродинамических параметров пласта, повышение надежности адаптации цифровых моделей резервуаров	Точечные	ГДИС
I/6	Определение работающих интервалов и источников обводнения в нефтяной ГС	2490450	Определение профиля и состава притока в ГС (используется закачка контрастного меченого вещества в пласт)	Точечные и распределенные	ПГИ
I/7	Определение работающих интервалов в ГС	2541671	Определение профиля притока и состава притока в ГС (используются возможности измерения теплового поля непосредственно после пуска скважины)	Распределенные (DTS)	ПГИ
II/1	Количественная оценка профиля притока в ГС с МГРП	2701272	Оценка профиля притока в условиях искусственного теплового воздействия при большеобъемном ГРП	Распределенные	ПГИ
II/2	Количественная оценка профиля притока в мало- и средне- дебитных ГС с МГРП	2018141026	Повышение чувствительности при оценке профилей притока поглощения методом термоанемометрии	Распределенные точечно-распределенные (DTS)	ПГИ
II/3	Количественная оценка профиля и состава притока в малодебитных скважинах	2018138217	Оценка профилей притока на основе скважинного видео в газовых и обводненных скважинах	Точечные	ПГИ
II/4	Оценка межпластовых внутриколонных перетоков	2018140135	Диагностика и оценка перетока на основе нестационарной термометрии в насосных скважинах	Точечные и распределенные	ПГИ
II/5	Долговременный распределенный мониторинг профиля притока в ГС, оборудованной ЗЦН	2019120315	Мониторинг профиля и состава притока в ГС, доставка СИИС под малогабаритный ЗЦН (а), управление добычей – оптимизация режима (б)	Распределенные (DTS, DAS)	ПГИ
III/1	Мониторинг многопластовой скважины устранением пластовых перетоков	2368772	Мониторинг в многопластовой ВС, управление добычей (устранение перетоков)	Точечные, распределено-точечные	ПГИ
III/2	Добыча нефти и газа из многопластовой скважины	2377394	Управление добычей (оптимизация глубины спуска насоса)	Точечные	ПГИ
III/3	Добыча нефти и газа из многопластовой скважины и устройство для осуществления способа	2391494	Управление добычей (устранение перетоков)	Точечные	ПГИ
III/4	Добыча нефти и газа, устройство для осуществления способа	2391493	Управление добычей (оптимизация лифта с газожидкостной продукцией)	Точечные	ПГИ
III/5	Повышение дебита скважины	2400623	Управление добычей (устранение перетоков)	Точечные	ПГИ
III/6	Мониторинг многопластовой скважины	2387824	Мониторинг в многопластовой ВС, управление добычей	Точечные, распределено-точечные	ПГИ и ГДИС
IV/1	Диагностика технического состояния и работающих толщин	Проект	Исследование пространственного распределения источника шума	Точечные	ПГИ
IV/2	Определение профиля проницаемости при ГРП	Проект	Исследование характера релаксации теплового воздействия на трещину с формированием и оценкой проницаемости по параметрам теплового поля с линейной симметрией	Точечные	ПГИ
IV/3	Определение профиля проницаемости при мини-ГРП	Проект	Оптимизация технологии проведения исследований с целью определения профиля проницаемости слоистого коллектора по релаксации теплового воздействия мини-ГРП	Точечные	ПГИ и ГДИС
IV/4	Диагностика эффективности работы портов МГРП	Проект	Определение фильтрационно-емкостных свойств и совершенства вскрытия в локальных зонах трещин (а), управление разработкой (б)	Точечные, распределенные	ПГИ и ГДИС
IV/5	Экспресс-оценка профиля приемистости по данным термометрии	Проект	Экспрессный способ определения доли пластов в закачке (а), управление добычей (б)	Распределенные, точечные	ПГИ
IV/6	Определение профиля притока в ГС по результатам термометрии	Проект	Оптимизация времени и длительности регистрации термограмм для оценки доли пластов в притоке по технологии фон-воздействие-измерение	Распределенные, точечные	ПГИ

к наиболее консервативному варианту оценки экономического эффекта, так как не учитывает

wells. Gazprom Neft experience (In Russ.), Neftyanoe khozyaystvo = Oil Industry, 2018, no. 12, pp. 34-37.

сокращение эксплуатационных расходов и косвенный эффект от реализации точечных СИИС.

Перспективы дальнейшего использования системы дистанционного мониторинга

В настоящее время для большинства российских нефтяных компаний, разрабатывающих объекты с долей ТРИЗ 50 % и более, интеллектуальное заканчивание высокотехнологичных скважин, а также удаленная цифровая непрерывная диагностика забойных параметров дают существенный эффект благодаря снижению эксплуатационных затрат и уменьшению потерь добычи нефти. Дальнейшее повышение эффективности ПГИ и ГДИС в высокотехнологичных ГС, а также повышение эффективности самой разработки активов с ТРИЗ связано с переходом от разовых исследований к долговременным мониторинговым наблюдениям распределенными по всему стволу СИИС. В настоящее время наиболее перспективными из них являются оптоволоконные СИИС, адаптированные для удаленного измерения по всему профилю скважины температуры, а также точечно-распределенные оптоволоконные системы (на основе решеток Брэгга). Точечно-распределенные СИИС индикаторного типа на этапе их опробования в «Газпром нефти» не смогли подтвердить своей надежности и, видимо, требуют значительной доработки.

Для возможности применения СИИС распределенных типов на большем числе объектов нефтедобычи в рамках корпоративной программы Технологической Стратегии ведется проработка методологической и технической составляющих мониторинговых исследований. Результатом этого этапа работ должна стать выработка рекомендаций для их тиражирования в условиях бурения скважин с горизонтальным окончанием.

Кроме того, в качестве развития распределенных технологий рассматриваются и принципиально новые виды СИИС, например, разработанная совместно со специалистами ИТМО распределенная термоанемометрия на основе оптоволоконных сенсоров (распределенные DTS в комбинации с точечными измерительными элементами на основе решеток Брэгга), а также много-точечных нагревателей.

Заключение

С точки зрения энергетической безопасности страны актуален переход на контролируемую и управляемую добычу углеводородного сырья, гарантированно

обеспечивающую проектные уровни добычи нефти, особенно в условиях разработки месторождений с ТРИЗ горизонтальными скважинами, ГС с МГРП, ГС с применением интеллектуальных компоновок заканчивания, включая СИИС. При этом необходимо отметить, что в реализации данного проекта первостепенную роль имеют технологические и программно-методические новшества (результаты интеллектуальной деятельности (РИД), работа над которыми, в частности, постоянно ведется в дочерних структурах «Газпром нефти». На рис. 3 показано, как по замыслу авто-ров выглядит интеллектуальное наполнение системы дистанционного мониторинга. Причем, кроме уже имеющегося в Научно-Техническом Центром «Газпром нефти» пакета из семи патентов (см. таблицу, раздел I), пяти актуальных заявок на изобретения, поданных на рассмотрение в Рос-Патент в 2018 г. (см. таблицу, раздел II), а также шести совместных с ООО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегазгеофизика» патентов по данному направлению (см. таблицу, раздел III), в ближайшее время предусмотрено создание и оформление значительного числа дополнительных элементов РИД (см. таблицу, раздел IV).

Список литературы

1. Кременецкий М.И., Ипатов А.И. Стационарный гидродинамико-геофизический мониторинг разработки месторождений нефти и газа. – М.-Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2018. – 796 с.
2. Ипатов А.И., Кременецкий М.И., Каешков И.С. Опыт применения распределенной оптоволоконной термометрии при мониторинге эксплуатационных скважин в компании «Газпром нефть» // ПРОнефть. – 2017. – № 3. – С. 55-64.
3. Промыслово-геофизический контроль разработки пластов со сложным заканчиванием. Опыт компании «Газпром нефть» / А.В. Биллинчук, А.И. Ипатов, М.И. Кременецкий [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2018. – № 12. – С. 34-37.

Материал любезно предоставлен компанией ПАО «Газпром нефть» и журналом «ПРОнефть»

Published with thanks to Gazprom Neft & PROneft Magazine

