

НЕФТЕГАЗОВОЕ ДЕЛО И УПРАВЛЕНИЕ ПРОЕКТАМИ

PETROLEUM ENGINEERING AND PROJECT MANAGEMENT

Научная статья
УДК [622.016.25:622.276]:681.586'36
<https://doi.org/10.24143/1812-9498-2023-2-45-48>
EDN GNVVHJ

Обоснование внедрения технологии термометрической косы в интеллектуальных скважинах

*Наталья Федоровна Лямина[✉], Николай Валерьевич Горбачёв,
Рамис Хасянович Касаев*

*Астраханский государственный технический университет,
Астрахань, Россия, nataliagty@mail.ru[✉]*

Аннотация. Работа современной скважины невозможна без системы постоянного мониторинга. Такого рода системы содержат различные контрольно-измерительные приборы, датчики давления и температуры, что делает работу скважины прогнозируемой, безаварийной и эффективной. Активное внедрение цифровых технологий сильно повлияло на многие отрасли, в том числе и на нефтегазовый сектор. Широкое использование компьютеризации облегчило добычу нефти и газа. Поток цифровой информации о месторождении, его бурении, разработке углеводородного сырья, маркетинге нефти, газа и продуктов переработки, а также интерактивные процессы контроля и управления рыночными условиями для нефтегазовых компаний поступают в штаб-квартиру и становятся доступными для лиц, принимающих решения. Технология создания умных скважин привела к одному из самых значительных прорывов в интеллектуальных инновационных технологиях добычи углеводородов за последние годы. Рассматриваются технологии измерения температуры в интеллектуальных скважинах и приводится сравнение их параметров, описание схемы работы, а также структура каждой технологии. Рассмотрена устоявшаяся в эксплуатации оптоволоконная система, а также новая аналоговая разработка – термометрическая коса. Проиллюстрирована схема термометрической косы и дано подробное описание взаимосвязи ее составных элементов. Приводятся основные преимущества термокосы над оптоволоконными системами и обоснование ее выбора в процессе эксплуатации скважины.

Ключевые слова: интеллектуальные скважины, температура, оптоволоконные системы, термометрическая коса, кварцевые датчики

Для цитирования: Лямина Н. Ф., Горбачёв Н. В., Касаев Р. Х. Обоснование внедрения технологии термометрической косы в интеллектуальных скважинах // Вестник Астраханского государственного технического университета. 2023. № 2. С. 45–48. <https://doi.org/10.24143/1812-9498-2023-2-45-48>. EDN GNVVHJ.

Original article

Substantiation of introducing thermometric chain technology in smart wells

Natalia F. Lyamina[✉], Nikolai V. Gorbachyov, Ramis Kh. Kasaev

*Astrakhan State Technical University,
Astrakhan, Russia, nataliagty@mail.ru[✉]*

Abstract. Operation of a modern well is impossible without a constant monitoring system. Such systems include various control and measuring devices, pressure and temperature sensors, which makes the well operation predictable, trouble-free and efficient. Active introduction of digital technologies has greatly influenced many industries, including the oil and gas sector. The widespread use of computerization has facilitated oil and gas production. Streams of digital information about the field, its drilling, development of hydrocarbon raw materials, marketing of oil, gas and refined products, as well as interactive processes for monitoring and managing market conditions for oil and gas companies get to the headquarters and become available to the decision makers. The technology of creating smart wells has led to one of the most significant breakthroughs in intelligent innovative technologies of hydrocarbon production in recent years. There are discussed the temperature measurement technologies used in the smart wells and provided comparison of their characteristics, a description of the operation scheme, as well as the structure of each technology. The well-established fiber-optic system in operation is considered, as well as a new analog development - a thermometric chain. The scheme of a thermometric spit is illustrated and a detailed description of the relationship of its constituent elements is given. There are given the main advantages of the thermometric chain over the fiber-optic systems and the explanation for its choice during the operation of the well.

Keywords: smart wells, temperature, fiber-optic systems, thermometric chain, quartz sensors

For citation: Lyamina N. F., Gorbachyov N. V., Kasaev R. Kh. Substantiation of introducing thermometric chain technology in smart wells. *Vestnik of Astrakhan State Technical University*. 2023;2:45-48. (In Russ.) <https://doi.org/10.24143/1812-9498-2023-2-45-48>. EDN GNVVHJ.

Введение

Современные перспективы нефтегазовой отрасли во многом определяются применением передовых технологий. Одной из таких технологий является использование «умных» скважин для разработки нефтяных и газовых месторождений. Внедрение этой технологии привело к новому этапу в процессе добычи нефти из нефтяных скважин. Сегодня в скважинах со стандартным набором оборудования отсутствует возможность своевременного реагирования на изменение внутрискважинных условий. В «умных» скважинах процесс принятия решений и реагирования автоматизирован, что позволяет регулировать параметры скважины в соответствии с изменяющимися условиями эксплуатации.

Материалы исследования

Интеллектуальные технологии (intelligent system) признаны мировым стандартом для разработки высокорентабельных месторождений, как морских, так и наземных, и постепенно проникают в сферу средних и малорентабельных месторождений. Эту технологию можно разделить на две части: технология «умной скважины» smartwell и intelligent analysis – изучение данных от приборов и датчиков для оптимизации разработки месторождения. Термин «умная скважина» был впервые предложен профессором Российского государственного университета нефти и газа им. И. М. Губкина, доктором технических наук В. В. Кульчицким. Именно им была создана технология проводки горизонтальных скважин и наклонно направленных скважин, которые оснащались бескабельными забойными телеметрическими системами со встроенным электромагнитным каналом связи.

При этом понятие «умные скважины» включает широкий спектр концептуальных разработок в области нефтегазодобычи:

– оптико-волоконные системы распределенных датчиков давления, температуры и вибрации;

– исполнительные и измерительно-регистрирующие устройства как наземного, так и скважинного размещения;

– инновационные пакерно-якорные устройства, в том числе для технологий одновременно-раздельной эксплуатации скважин;

– современные интеллектуальные станции управления технологическими процессами добычи нефти и газа, ремонт скважин и повышение нефтегазоотдачи пластов.

В общем виде интеллектуальная скважина – это комплекс наземного и подземного оборудования, включающий станцию управления с частотным преобразователем и встроенную в погружной электродвигатель систему телеметрии для получения информации о рабочих параметрах насосной установки. На данном этапе развития «интеллектуальных систем» в нефтегазодобыче удачным считается термин «умная скважина», однако в будущем правильнее будет говорить об «интеллектуальном месторождении», поскольку система развивается не только в направлении «пласт – скважина», но и включает в себя смежные области, такие как подготовка, транспортировка нефти и т. д.

Эксплуатация интеллектуальных скважин основана на сборе информации от системы датчиков и последующем двухэтапном анализе: сначала система отбрасывает явно ошибочную информацию и формирует предварительное диагностическое заключение, затем данные оцениваются и принимается решение об изменении или сохранении заданных параметров.

Оптоволоконные системы

На начальном этапе использования интеллектуальных скважин для сбора всей необходимой информации о температурных изменениях внутри

скважины и пласта использовались оптоволоконные технологии измерения температуры. Под оптоволоконным измерением температуры понимают применение оптоэлектронных приборов, в которых в качестве локальных распределенных измерительных датчиков используются стеклянные волокна.

Схематически структура оптоволоконной системы состоит из блока формирования сигнала, малогабаритного лазера, приемного блока и блока микропроцессора, а также световодного кабеля в качестве линейного температурного датчика. Свет лазера направляется в световод. В любой точке волокна рассеянный свет излучается во всех направлениях. Часть света движется в противоположном направлении от блока формирования сигнала. Затем свет проходит спектральную фильтрацию и преобразуется в электрический сигнал в измерительном канале, происходит его усиление и электронная обработка. По соотношению кривой обратного рассеяния света можно получить температуру оптического волокна вдоль фотопроводящего кабеля. Для устранения воздействия коррозионной среды в скважине оптические волокна помещаются в бронированные геофизические кабели или металлические трубки [1].

Отличительные особенности оптоволоконной распределенной системы измерения параметров скважин с традиционными методами:

- возможность измерения поля (профиля) физических величин по длине ствола скважины в реальном времени без перемещения датчика;
- стабильная работа систем вследствие отсутствия в скважине сложных электронных и механи-

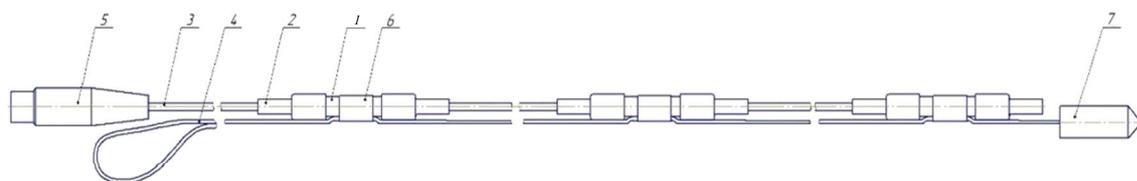
ческих устройств;

– использование одноволоконного световода для измерения разных физических величин.

Однако при любых методах измерения температуры при помощи электрических датчиков измерение, согласно результатам исследований, является относительным, из-за чего во время установки и в течение всего периода эксплуатации данного датчика возникает необходимость в его проверке и температурной калибровке. Для решения данных проблем было предложено использование аналогичной технологии, которая не требует использования глубинной электроники. Наиболее эффективным аналогом оптоволоконной системы оказалась термометрическая коса (термокоса).

Термометрическая коса

Термокоса представляет собой стационарную точечную измерительную систему (рисунок), состоящую из последовательно соединенных цифровых преобразователей температуры – кварцевых датчиков в системе постоянного мониторинга температур, содержащей последовательно расположенные и соединенные между собой гибким кабелем датчики температуры, каждый из которых размещен в отдельном защитном металлическом корпусе, и утяжелитель. При этом утяжелитель установлен на нижнем конце троса, верхний конец которого снабжен петлей для подвеса термокосы, трос соединен с защитными металлическими корпусами. Технология предназначена для проведения непрерывного мониторинга температуры вдоль ствола скважины.



- Термометрическая коса: 1 – защитный корпус в виде металлической втулки;
2 – полимерная втулка из термоусаживаемого материала для крепления защитного корпуса 1 на кабеле 3;
3 – кабель; 4 – трос для подвески термометрической косы и утяжелителя 7;
5 – разъем для подключения термометрической косы к устройству считывания, хранения, обработки и отображения данных; 6 – промежуточная полимерная термоусаживаемая трубка для крепления троса 4; 7 – утяжелитель

- Thermometric chain: 1 - protective housing in the form of a metal bushing;
2 - heat-shrinkable polymer bushing for attaching protective housing 1 to cable 3; 3 - cable;
4 - cable for hanging a thermometric chain and a weighting agent 7;
5 - slot for connecting a thermometric chain to a device for reading, storing, processing and displaying the data;
6 - intermediate polymer heat-shrinkable tube for attaching cable 4; 7 - weighting agent

Отличительные особенности термометрической косы по сравнению с оптоволоконной системой:

- надежность и длительный срок эксплуатации;
- использование уникальных кварцевых датчиков температуры без глубинной электроники;

– разрешающая способность по температуре в 20 раз выше, чем у оптоволоконка;

– надежные внутренние и наружные герметичные соединения, способные выдерживать более высокие давления, чем оптоволоконная система.

Термометрическая коса оснащена специальным разъемом и содержит температурные датчики, которые соединены гибким кабелем. Чтобы термодатчики и кабель образовывали гибкую монолитную конструкцию, их запрессовывают в материал той же полиэтиленовой композиции, что и оболочка кабеля. Для подключения к логгеру (устройству считывания информации) в верхней части термокосы размещен разъем, в который установлена печатная плата. На эту плату записана служебная информация, содержащая также поправочные коэффициенты для всех датчиков температуры. Со стороны разъема для подключения к логгеру установлен резиновый уплотнитель, герметизирующий соединение, а в месте выхода кабеля из разъема расположен цанговый зажим. Последний датчик температуры имеет форму, отличную от формы других датчиков, что позволяет прикрепить к нему устройство для погружения или помещения термокосы в скважины любого типа. Чтобы зафиксировать термокосу в скважине, между разъемом и первым датчиком температуры установлена резиновая пробка [2].

В настоящем изобретении термокоса работает следующим образом. Устройство размещается

в объекте таким образом, чтобы существовал свободный доступ для подключения к устройству считывания информации. Сигнал, полученный с работающих термодатчиков, преобразуется в цифровой вид. Результаты измерения с датчиков температуры и поправочные коэффициенты с электронной платы разъема поступают на логгер, где полученные данные считываются и обрабатываются. Затем осуществляется передача этих данных на индикатор устройства считывания и ПК при помощи соответствующей программы. Питание термокосы осуществляется от устройства считывания информации [2].

Заключение

Таким образом, предлагаемая технология термометрической косы является улучшенным аналогом оптоволоконной системы для использования в интеллектуальных скважинах. Главными преимуществами термокосы признаются более высокая температурная устойчивость, возможность применения без глубинной электроники и более высокая разрешающая способность.

Список источников

1. Аксельрод С. М. Оптико-волоконная технология при геофизических исследованиях в скважинах // Каротажник. 2006. № 1 (142). С. 184–204.

2. Пат. 2448335 Рос. Федерация, МПК G01K 7/16 (2006.01) E21B 47/06 (2012.01). Термокоса / Никоненко В. А., Кропачев Д. Ю., Неделько А. Ю., Амосова Е. В.; № 2010120065/28; заявл. 19.05.2010; опубл. 27.11.2011.

References

1. Aksel'rod S. M. Optiko-volokonnaia tekhnologiya pri geofizicheskikh issledovaniyakh v skvazhinakh [Fiber-optic technology in geophysical surveys in wells]. *Karotazhnik*, 2006, no. 1 (142), pp. 184-204.

2. Nikonenko V. A., Kropachev D. Yu., Nedel'ko A. Yu., Amosova E. V. *Termokosa* [Thermometric chain]. Patent RF № 2010120065/28, 27.11.2011.

Статья поступила в редакцию 01.02.2023; одобрена после рецензирования 16.03.2023; принята к публикации 06.04.2023
The article was submitted 01.02.2023; approved after reviewing 16.03.2023; accepted for publication 06.04.2023

Информация об авторах / Information about the authors

Наталья Федоровна Лямина — доцент кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений; Астраханский государственный технический университет; nataliagty@mail.ru

Natalia F. Lyamina — Assistant Professor of the Department of Development and Operation of Oil and Gas Fields; Astrakhan State Technical University; nataliagty@mail.ru

Николай Валерьевич Горбачёв — студент, направление «Нефтегазовое дело»; Астраханский государственный технический университет; nataliagty@mail.ru

Nikolai V. Gorbachyov — Student, training area «Oil and Gas Engineering»; Astrakhan State Technical University; nataliagty@mail.ru

Рамис Хасянович Касаев — студент, направление «Нефтегазовое дело»; Астраханский государственный технический университет; nataliagty@mail.ru

Ramis Kh. Kasaev — Student, training area «Oil and Gas Engineering»; Astrakhan State Technical University; nataliagty@mail.ru

