

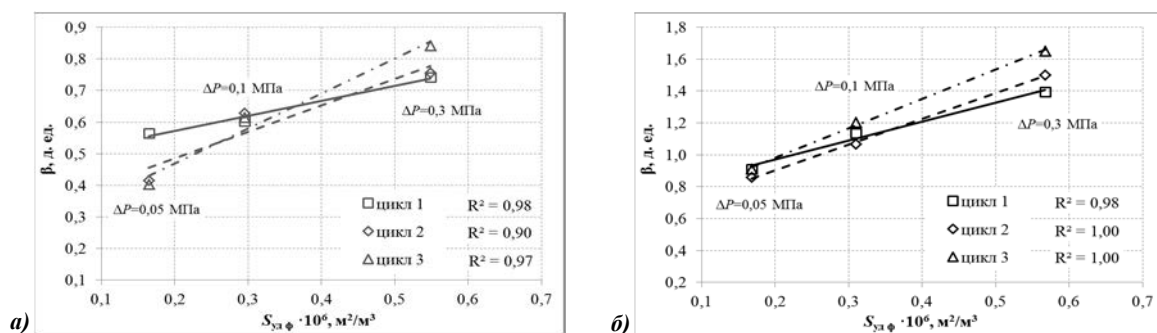


Рис. 1 Зависимость коэффициента восстановления проницаемости от площади удельной поверхности фильтрующих пор для образца ядра месторождения 1 ($T = 82^\circ\text{C}$): а) для воды сеноманского горизонта; б) для Нефтенол К

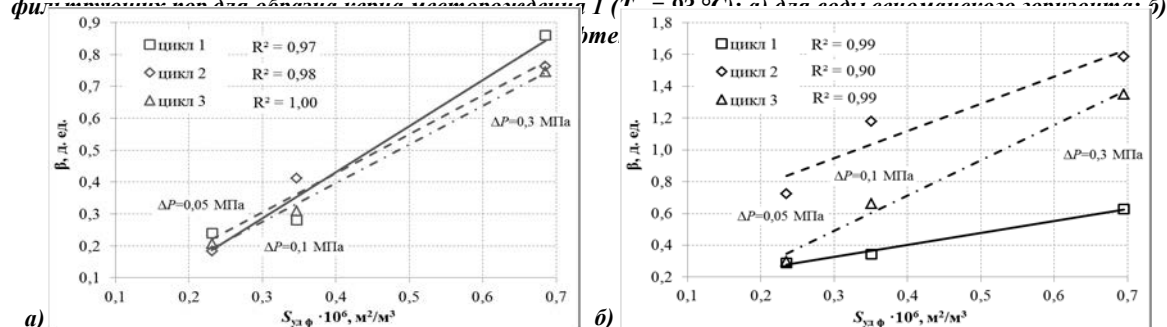


Рис. 2 Зависимость коэффициента восстановления проницаемости от площади удельной поверхности фильтрующих пор для образца ядра месторождения 2 ($T = 82^\circ\text{C}$): а) для воды сеноманского горизонта; б) для Нефтенол К

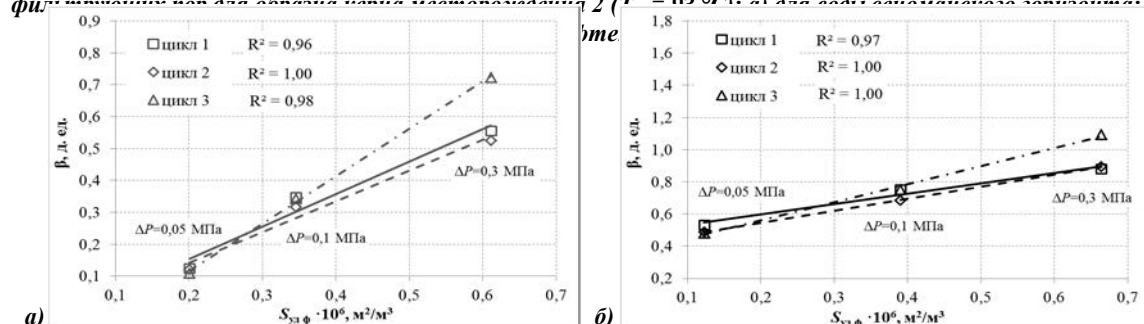


Рис. 3 Зависимость коэффициента восстановления проницаемости от площади удельной поверхности фильтрующих пор для образца ядра месторождения 3 ($T_{\text{кл}} = 81^\circ\text{C}$): а) для воды сеноманского горизонта; б) для Нефтенол К

Таким образом, при глушении скважины водой сеноманского горизонта наибольшее негативное влияние на коллекторские свойства оказывает первое глушение, влияние последующих циклов глушения менее выражено для всех рассмотренных месторождений. Однако можно полагать, что на месторождении дополнительные закачки жидкости глушения приведут к увеличению зоны пласта с пониженной проницаемостью для нефти. На керне месторождений 1 и 3 выявлена высокая эффективность добавки Нефтенол К независимо от количества циклов глушения. Для месторождения 2 рекомендуется проводить не более двух циклов глушения подряд.

ВОЗМОЖНОСТИ И ПЕРСПЕКТИВЫ СТРОИТЕЛЬСТВА «УМНЫХ» СКВАЖИН

М.И. Губарев

Научный руководитель старший преподаватель А.В. Епихин

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Запасы нефти в мире при нынешних темпах добычи (2% в год от мировых запасов), без обнаружения новых запасов и применения новых технологий добычи (при существующем приросте 0,8% в год от мировых запасов), могут быть исчерпаны в течение 50-70 лет. Россия обладает 25% мировых рентабельных ресурсов нефти, расположенных в основном в Западно-Сибирском и Лено-Тунгусским нефтегазоносных бассейнах.

Большая часть неосвоенных ресурсов расположены в Восточной Сибири, Дальнем Востоке и Арктических областях. Уже более 30 лет не открывались уникальные месторождения, сравнимые с Самотлором (Россия), Прадхо-Бей (Аляска) или Гаваром (Саудовская Аравия). Хотя потенциальные возможности открытия крупных месторождений в глубоководных шельфах морей и океанов, а также в труднодоступных регионах с суровыми климатическими условиями достаточно высоки. [2]

Большинство месторождений в России сегодня находятся на поздней стадии разработки, которая характеризуется значительным увеличением воздействия осложняющих факторов: перемещение основных объектов добычи в регионы со слаборазвитой инфраструктурой, увеличение глубины залегания пластов нефти и газа, наличие в пластовой жидкости большого количества газа, коррозионно-активных и абразивных веществ, увеличение градиентов давления, температуры. Кроме того, основные месторождения разрабатываются в течение длительного времени и находятся на поздней стадии эксплуатации, что выражается в падении темпов добычи, устарелости оборудования и его высоком износе. Следовательно, инвестиции, вложенные в данные проекты, будут иметь значительную величину и долгий срок окупаемости [5].

В указанных условиях актуальной становится разработка совершенно новой эффективной системы мониторинга, анализа, диагностики и управления работой системы «продуктивный пласт - скважина - скважинное оборудование» [5]. Если применение традиционных технологий потребует огромных капитальных вложений в создание промышленной инфраструктуры, то создание «умных» производственных комплексов позволит существенно сократить капитальные затраты (до 20%) и снизить себестоимость добычи нефти на 10-15% [2].

В настоящее время ряд крупных международных нефтегазовых компаний имеют подразделения, занимающиеся разработкой и имплементацией принципов интеллектуального месторождения: «Умные месторождения» («Smart Fields») в компании Shell, «Месторождение будущего» («Field of the Future») в компании BP и «iFields» в компании Chevron и др. Аналогичные подразделения имеют также крупные национальные нефтяные компании на Ближнем Востоке, в частности Saudi Aramco, Petrobras, Kuwait Oil Company и др. [1]. Новые технологии управления разработкой месторождений обладают схожими алгоритмами функционирования: обработка возрастающего объема информации; моделирование многочисленных сценариев развития производства; выбор рациональных сценариев; принятие управляющих решений и выполнение работ по оптимизации производства [3].

Термин «интеллектуальная скважина» впервые был предложен профессором РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, доктором технических наук Валерием Владимировичем Кульчицким. Именно им впервые в СССР была создана технология проводки горизонтальных и наклонно-направленных скважин, оснащенных бескабельными забойными телеметрическими системами с электромагнитным каналом связи [5]. Первая в мире «умная скважина» была пробурена в Норвегии на месторождении Snorre, в 1997 г. Эта технология позволила увеличить темп отбора при режиме истощения залежи [3]. Первая «умная скважина» в Российской Федерации была пробурена в 2009 году на морской платформе «Пильтун-Астохская-Б» проекта «Сахалин-2» на Пильтунской площади Пильтун-Астохского месторождения. Данная скважина стоит на первом месте в ряду «умных скважин» по своим производственным характеристикам, соответствующим всем мировым стандартам интеллектуальных месторождений [6].

В понятие «интеллектуальная скважина» входит обширный комплекс инновационных разработок в нефтегазодобывающей области: оптико-волоконные системы распределенных датчиков температуры, вибрации и давления; измерительно-регистрирующие и исполнительные устройства скважинного и наземного размещения; инновационные пакерно-якорные устройства, в том числе для технологий одновременно-раздельной эксплуатации скважин; современные интеллектуальные станции управления технологическими процессами добычи нефти и газа, ремонта скважин и повышения нефтегазоотдачи пластов. Итак, «интеллектуальной скважиной» называют комплекс подземного и наземного оборудования, включающий в себя систему погружной телеметрии, а также станцию управления с преобразователем частоты. Телеметрическая система конструктивно располагается в погружном электродвигателе (ПЭД) и позволяет получать информацию о параметрах работы насосной установки [4]. Технология умного месторождения позволяет вести раздельный учет добычи по отдельным пластам — объектам разработки в режиме реального времени, а также регулировать закачку воды по пластам в нагнетательных скважинах (рис.1).

Дистанционные датчики в реальном времени обеспечивают картину происходящего в скважине. Наилучший эффект от их работы достигается при использовании систем управления, позволяющих выполнять необходимые действия при изменении условий внутри скважины. Например, существует возможность управления работой клапанов в скважине для регулировки потока жидкости, либо для остановки добычи из одного горизонта и увеличения ее из другого. Установка в скважине специальных устройств, таких как гидроциклоны, позволяет производить дегазирование жидкости непосредственно в скважине. Автоматизация скважин заключается в контроле ряда технологических параметров: динамограмма, динамический уровень жидкости, ваттметрограмма, потребляемый ток, частота качаний, влияние газового фактора, давление на устье скважины, суточная производительность скважины. В «интеллектуальных» скважинах также существует возможность использовать газ, добываемый с одного горизонта, для закачки в нефтеносный горизонт с целью поддержания пластового давления, без необходимости предварительной подачи газа на устье. Функции управления должны обеспечивать дистанционное включение и отключение приводного электродвигателя, аварийное отключение установки, периодический режим эксплуатации, плавный пуск и плавное регулирование скорости вращения электродвигателя при помощи преобразователя частоты.

Интеллектуальная цифровая система управления предполагает установку на каждой скважине одного шкафа управления для сбора параметров физических величин, расчета рабочих диаграмм, размещения блоков дистанционного управления, беспроводных терминалов и др. (рис.2). Операторы имеют возможность управлять внутрискважинными устройствами вручную либо с пульта управления, подключенного к компьютерам. Наиболее сложные системы предоставляют возможность автоматического управления работой скважин всего месторождения, при этом все устройства самостоятельно реагируют на изменение условий в скважине.

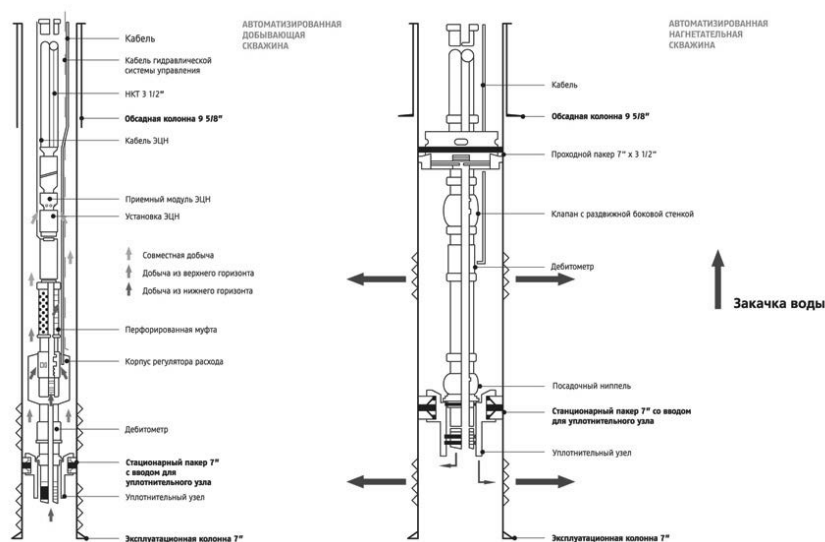


Рисунок 1 – Схемы работы интеллектуальных скважин

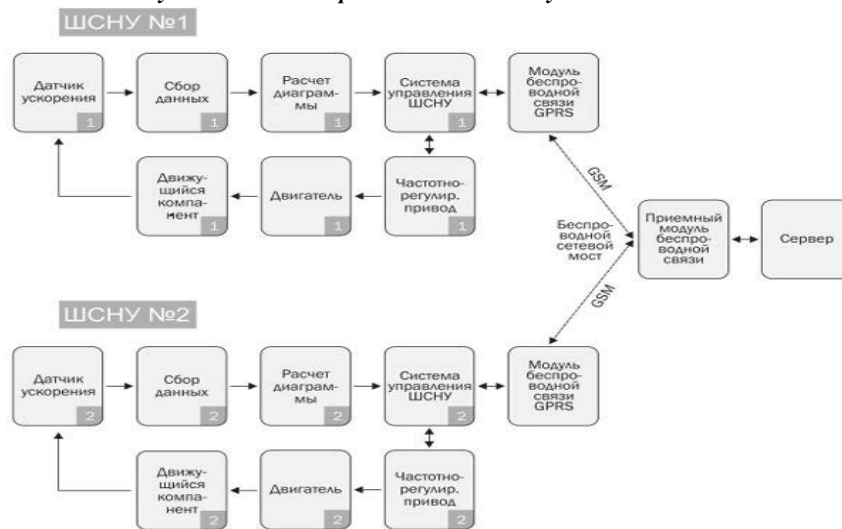


Рисунок 2 – Принцип работы интеллектуального месторождения

Общее количество действующих эксплуатационных нефтяных скважин в мире около 950 000, из них в США 536 000 и в России 180 000. Количество «умных» скважин первого поколения в мире на 01.01.2013 г. составило 900, из них в России – 40. Доля бурения «умных» скважин в общем ежегодном бурении скважин мала. Во всем мире ежегодно бурится около 80 000 скважин, из них «умных» скважин около 80, то есть 0,1%. Создание «умных» скважин второго поколения находится на стадии опытно-пилотных испытаний. Потенциал бурения «умных» скважин достаточно высок, так как новые скважины вступают в эксплуатацию с высоким дебитом, что и обеспечивает быструю окупаемость. В ближайшие 5 – 7 лет следует ожидать увеличения объема ежегодного бурения «умных» скважин с 80 до 200-250 скважин, в том числе в РФ с 8 до 40 скважин[2]

Интеллектуальные системы управления нефтяными месторождениями предоставляют недропользователю ряд выгод. Это увеличение добычи на 50% за счет непрерывного анализа дебитов, отсечек, давлений, температур и других данных и уменьшение энергопотребления на 40% за счет оптимизации работы в зависимости от реальной обстановки в скважине и применения частотного преобразователя. Увеличение межремонтного периода и продление службы оборудования на 25% за счет исключения «тяжелых» пусков, оптимизации рабочих режимов оборудования и своевременного диагностирования неисправностей. Уменьшение времени простоев на 40% за счет предотвращения прогнозируемых аварий, быстрого информирования диспетчеров о факте аварии и заведомо имеющейся информации о типе неисправностей по последней

диаграмме. Уменьшение затрат на сервисное обслуживание хорошо работающих скважин на 80% за счет дистанционного мониторинга и минимизации выездов специалистов на месторождения. Централизованное управление фондом до 10 000 скважин с помощью систем дистанционного инженерного анализа и управления. Автоматизация учета производственных мощностей и эффективное использование ресурсов компании.

Создание «умного» нефтегазового комплекса требует новых технических решений и технологий, которые позволят сделать добычу нефти и газа более эффективной, интегрированной и экологичной. «Умный» нефтегазовый комплекс ориентирован на рост производительности труда, сокращение трудовых, материальных ресурсов, снижение капитальных и эксплуатационных затрат, нивелирование техногенного воздействия на окружающую среду. Создание умных технологий будет востребовано в ближайшие годы в таких удаленных регионах, как Арктический шельф, Восточная Сибирь, Дальний Восток, где отсутствует требуемая инфраструктура и стремительно нарастает дефицит в инженерных кадрах [2]. Не менее важным фактором при строительстве «умных» скважин является обеспечение их надежности, которая заключается в увеличении срока службы обсадных колонн, а также обеспечении длительной герметичности цементного камня. Другими словами, увеличение межремонтных сроков на «умных» эксплуатационных скважинах является одним из факторов, способствующих повышению их эффективности

Литература

1. Демарчук В. В. Перспективы и направления реализации проектов «интеллектуальных» месторождений нефти и газа [Текст] / В. В. Демарчук // Молодой ученый. — 2014. — №19. — С. 284-289.
2. Ан. Н. Дмитриевский, Н. А. Еремин, Институт проблем нефти и газа (ИПНГ РАН)
3. Ерёмин Н.А. Современная разработка месторождений нефти и газа. Умная скважина. Интеллектуальный промысел. Виртуальная компания: Учеб. пособие для вузов. — М.: 00.Недра-Бизнесцентр, 2008.
4. Садыкова Р.Ш., Абдуллина Л.А., Газизуллина Л.И. Инновационные технологии в нефтяной промышленности: интеллектуальное оснащение скважин//Актуальные проблемы экономики и права. — 2013. — № 2 (26). — С. 94–100.
5. Опубликовано в №11/2011 журнала «Нефть. Газ. Новации», главная тема которого «Интеллектуальные скважины»// Нефть. Газ. Новации. - №11. — 2011.
6. Первая «умная» скважина пробурена в рамках проекта «Сахалин-2» [Электронный ресурс] / РИА «Новости». Официальный сайт. Режим доступа: <http://ria.ru/company/20091029/191095315.html>

СОВРЕМЕННЫЕ ТЕЛЕМЕТРИЧЕСКИЕ СИСТЕМЫ ДЛЯ ОПЕРАТИВНОГО РЕГУЛИРОВАНИЯ СТРОИТЕЛЬСТВА ПРОФИЛЯ СТВОЛА СКВАЖИНЫ

Р. В. Дворецкас, В. В. Поплыгин

Пермский национальный исследовательский политехнический университет, г. Пермь, Россия

В настоящее время в России увеличивается доля трудноизвлекаемых запасов нефти. Зачастую бывает, что для классического наклонно-направленного бурения невозможно создать площадку на земной поверхности и приходится строить скважины со значительным горизонтальным участком ствола.

Для контроля расположения текущего забоя скважины используют телеметрические системы. Основное отличие современных телеметрических систем заключается в канале передачи информации от забоя к устью и обратно. Существующие телеметрические системы делят на следующие типы:

- гидравлическая (гидроимпульсная);
- акустическая;
- электромагнитная;
- проводную телеметрию по буровой трубе.

Рассмотрим каждый тип телеметрии более подробно:

Гидроимпульсная телеметрия

Технология гидроимпульсной телеметрии использует модуль, который модулирует сопротивление потоку бурового раствора через внутреннюю часть буровой колонны, вызывая пульсацию давления бурового раствора, распространяя измеренные параметры примерно, со скоростью звука. Преобразователи, расположенные на поверхности получают и преобразуют сигнал давления в цифровой электрический сигнал. Этот сигнал затем передается на устройство по обработке и декодированию сигнала.

В идеальной системе, каждый импульс давления, созданный модулем будет распространяться вверх колонны и будет легко обнаружен преобразователем, однако в буровой колонне встречается значительное число помех, таких как вибрации долота, буровых насосов и т.д.

В некоторых буровых системах используют буфер на поверхности, чтобы уменьшить вибрации, вызванные работой бурового насоса. Основной модуль гидроимпульсной телеметрии содержит две секции: первая для связи, вторая для контроля над генерируемыми импульсами. Различные каротажные приборы отправляют свои данные на цифровой процессор, расположенный в секции связи.

Клапан, создающий импульсы давления, может иметь различные формы и конструкции. Три наиболее часто используемых типа: положительный импульс (рисунок 1 (а)), отрицательный импульс (рисунок 1 (б)) и непрерывный импульс (рисунок 1 (в)) [1]. Любой из трех типов может быть использован при условии, что клапан