

Внутрискважинный мониторинг в концепции «умной» скважины

Downhole Monitoring of “Smart” Wells

Владимир Ульянов, к.т.н., технический директор, НовосибирскНИПиНефть
 Александр Черемисин, к.т.н., директор тюменского филиала, НовосибирскНИПиНефть
 Константин Торопецкий, ведущий эксперт, НовосибирскНИПиНефть
 Антон Рязанцев, директор, Новосибирский Научно-технический центр

Vladimir N. Ulyanov, Chief Technical Manager, NovosibirskNIPIneft
 Alexander N. Cheremisin, Tyumen Branch Director, NovosibirskNIPIneft
 Konstantin V. Toropeckij, Lead Expert, NovosibirskNIPIneft
 Anton E. Ryazantsev, Chieff Executive Officer, Novosibirsk Scientific Technology Center

Задача контроля профиля протока и других параметров в добывающих скважинах является неотъемлемой при оптимизации добычи нефти и газа. В статье изложена концепция постоянного внутрискважинного мониторинга интервала перфорации действующей скважины с помощью постоянного устройства, способного измерять с высокой разрешающей способностью ряд параметров потока (температура, давление, обводнённость, расход и т.д.) подвешенного к приему погружного ЭЦН. Питание устройства, а также передача данных на поверхность осуществляется через систему телеметрии насоса (обычно входящую в стандартную компоновку).

Введение

В настоящее время в нефтегазовой отрасли активно развивается концепция умной скважины, которая заключается в оснащении скважин средствами контроля параметров в режиме реального времени. В данной статье пойдёт речь об исследовании действующих скважин в процессе эксплуатации, т.е. перманентного скважинного мониторинга, нацеленного в первую очередь на определение профилей притока в интервале перфорации для добывающих скважин [1]. Сейчас профили притока изучаются методами ГИС, т.е. скважина останавливается, глушится, извлекается компоновка и спускается кабельный

The objective of production well flow performance and other parameter monitoring is to optimize oil and gas production. The article describes the concept of continuous downhole monitoring of operating well perforation intervals. This can be achieved through the use of a permanent instrument capable of measuring flow parameters (temperature, pressure, water cut, flow rate, etc.) with high resolution. The instruments are attached to the suction pipe of a submerged electric centrifugal pump. The power supply to the instruments and data transmission to the surface is provided by the pump telemetry system (usually included in a standard BHA).

Introduction

Today, the oil and gas sector are actively developing the smart well system. Smart wells are wells that have instruments to monitor parameters in a real time mode. This article will discuss a well survey conducted during well operations, i.e. continuous downhole monitoring aimed at determining the inflow profile in the production well perforation interval [1]. The current method to determine the inflow profile is well logging when it is necessary to shut down the well, recover the BHA, run the wireline logging equipment (comprising numerous instruments), recover the equipment and redeploy the BHA. This operation consists of at least three trips and takes about a week. The logging equipment includes the casing collar and perforation locator, natural rock gamma-

каротажный комплекс, включающий широкий набор инструментов, затем комплекс извлекается и обратно спускается компоновка. В общей сложности данная операция занимает порядка недели и включает как минимум 3 спускоподъёмных операции. В состав каротажного комплекса входит как правило локатор муфтовых соединений колонны и зон перфорации, измеритель естественной гамма активности горных пород (для привязки по глубине на основании данных ГК), гамма-плотномер среды, блок термобарометрии, электромагнитный влагомер. Альтернативой является активно продвигаемая концепция умного хвостовика, позволяющего спускать в скважину волоконно-оптические измерительные системы (DTS, FBG и т.д.).

В данной работе предлагается концепция системы перманентного внутристкважинного мониторинга, которая позволяет наблюдать за течением в интервале перфорации в реальном времени в действующей скважине без необходимости остановки и спуска специального каротажного комплекса. Это означает размещение в стволе скважины набора датчиков, подвешенных как гирлянда под ЭЦН. Наиболее дешевой в реализации и в то же время очень информативной является распределённая термометрия – измерение профиля температуры в стволе действующей скважины. Будучи дополненной акустическими датчиками плотности и электромагнитным влагомером данная измерительная система становится мощным инструментом для определения покомпонентного профиля притока. Питание и передача данных от измерительной системы обеспечивается через кабельный канал погружной телеметрии ЭЦН, т.е. задействует уже имеющееся оборудование и без излишних сложностей встраивается в действующие системы АСУТП на месторождении.

Актуальность

Определение профилей притока в эксплуатационных скважинах является задачей, от корректного решения которой во многом зависит принятие решений по максимально эффективной разработке месторождений нефти и газа или проведению работ по капитальному ремонту конкретной скважины. Основными задачами, решение которых осуществляется при выполнении комплексов ГИС являются:

1. Выравнивания профиля притока.
2. Проведения ремонтно-изоляционных работ для блокирования определенных интервалов.
3. Определение максимально отдающих, а следовательно наиболее перспективных для разработки интервалов притока или наоборот потенциально опасных на предмет обводнения.

ray activity meter (depth positioning basing on GL data), fluid gamma densitometer, pressure and temperature measuring instrument block, and electromagnetic moisture meter. The widely used alternative is smart liner allowing running of fiber-optic measuring systems such as DTS or FBG into the well.

This paper describes a continuous real-time downhole monitoring system that is used to monitor the flow in the well perforation interval and does not require well shutdown or running special logging equipment. The instruments string attached to the electric centrifugal pump is lowered into the borehole. The cheapest and yet very effective system is distributed temperature logging, which allows temperature profile measurement in the wellbore. When completed with acoustic density transmitters and a electromagnetic moisture meter, the system is a powerful tool to determine the flow component profile. The electric centrifugal pump submerged telemetry cables supply power to the instruments and transmit data-equipment already in use and easily integrated into the field automated process control systems.

Relevancy

Decisions on most effective oil and gas field development or well workover depend on accurate determination of the production well inflow profile. The logging allows to:

1. Stabilize the inflow profile
2. Conduct repair and isolation operations to isolate certain intervals.
3. Identify the most perspective producing intervals or cut hazardous water intrusion.
4. Identify weak or dead intervals that may be intensified in future (acidizing, hydraulic fracturing, etc.) to increase production.

Determination of producing thickness and inflow profiles includes analysis of the inflow intervals and absorptions as well as mandatory assessment of interval flow rates. The inflow and producing interval composition, quantitative assessment of interval flow rates by components in produced water, oil or gas. Determined inflow profiles will allow the set up and distribution of the produced fluid based on the surveyed horizon thickness. Poor well cementation or casing leakage may result in water intrusion into the borehole and reservoir flooding. Since this may damage the structure, a thorough study of the well physical parameters and technical characteristics should be performed before the interval water cut and absorption analysis.

Physics of the Measuring System

The temperature logging system records temperature in a borehole usually connected to the producing

4. Определение слабо отдающих или не работающих интервалов, которые в дальнейшем могут быть подвержены работам по интенсификации притоков (кислотные обработки, ГРП и т.п.) с целью увеличения добычи.

Система определения работающих толщин и профилей притока подразумевает анализ интервалов притоков и поглощений, включающий обязательную оценку интервальных расходов. Состав притока и отдающих интервалов, количественная оценка интервальных дебитов по компонентам продукции, добываемой из скважин — воды, нефти, газа. Основная цель, которую определении профилей притока - установка и распределение добываемого флюида с учетом мощности исследуемого горизонта. Плохая цементация скважины или не герметичность обсадной колонны могут привести к проникновению воды по стволу скважины и, как следствие, к общему обводнению пласта. Подобное пагубное влияние может привести к возникновению различных дефектов в конструкции, таким образом тщательное изучение физических свойств и технических параметров скважины должно предварять анализ интервалов обводнения и поглощения.

Физические основы измерительной системы

Термометрия основана на регистрации температуры в стволе скважины, обычно связанной с продуктивным пластом перфорационными отверстиями или открытым фильтром. Специальным предметом изучения являются искусственные поля в интервалах пластов, заколонных перетоков и др. при разработке месторождений методами ПГИ.

Применение термометрии:

1. Определение интервалов притока (закачки) флюида;
2. Определение заколонных перетоков флюида;
3. Определение мест не герметичности НКТ и обсадной колонны;
4. Определение высоты подъема цемента за колонной.
5. Определение высоты трещин ГРП, уровня флюида в скважине, интервалов перфорации после прострела и др.

В среднем величина статического геотермического градиента приблизительно равна 0,03°C/м, однако может существенно варьироваться между районами ввиду различной теплопроводности пород и их насыщающих флюидов.

Термограмма в работающей скважине будет отражать все тепловые возмущения связанные с течением флюидов в пласте и скважине. Со временем после окончания динамических процессов (скважина остановлена) температура в скважине стремится к единому статическому распределению.

reservoir through perforations or filter. When the fields are developed applying field logging methods, a special study of artificial fields in reservoirs intervals, behind-the-casing flow, etc. is required.

Temperature logging is used to:

1. Identify fluid inflow (injection) intervals;
2. Identify behind-the-casing flow;
3. Identify leaking tubing string or casing;
4. Identify top of cement.
5. Identify fracture height, fluid level in the well, perforation intervals, etc.

The average static geothermal gradient is approx. 0,03°C/m but it may vary considerably depending on the rock thermal conductivity and fluids.

The operating well thermogram will show all heat agitations caused by fluid flow in the reservoir and well. When the dynamic processes stops (after well shut down), the well thermal equilibrium occurs.

Adiabatic expansion of fluids and gases passing through porous rocks and throttling lead to thermal effects.

Adiabatic expansion of fluids and gases accompanied by a temperature drop has minor impact on temperature fluctuations in the reservoir and downhole due to high rock thermal capacity. Major downhole temperature fluctuations occur during choking. The temperature fluctuation intensity is defined by Joule-Thomson coefficient which is a partial derivative of temperature T and pressure P at constant enthalpy N.

$$= \frac{\partial T}{\partial P} = - \frac{AV}{C_p} \left(1 - \frac{T}{V} \left(\frac{\partial V}{\partial T} \right)_p \right)$$

During temperature logging, intervals of fluid inflow into the well are identified based on temperature change relative to geothermal temperature due to the Joule-Thomson throttling effect and calorimetric mixing effect.

Gas expansion in the wellbore inflow interval is accompanied by throttling effect means a negative temperature anomaly occurs. Fluid inflow from the reservoir usually causes heating.

Alternative Solutions

There is a wide range of temperature logging instruments that can be divided into two groups:

Electric:

- Resistance temperature detector;
- Thermocouples

Вследствие адиабатического расширения жидкостей и газов при прохождении через пористые среды и влияния дроссельного процесса наблюдаются термические эффекты. Адиабатическое расширение жидкостей и газов, сопровождающееся понижением температуры, незначительно влияет на температурные изменения внутри пласта и забоев действующих скважин вследствие большой теплоемкости системы горных пород. Заметные изменения температуры на забоях скважин происходят вследствие дроссельного процесса. При этом интенсивность изменения температуры характеризуется коэффициентом Джоуля-Томсона, который представляет собой частную производную от температуры T по давлению p при постоянной энталпии H .

$$= \frac{\partial T}{\partial P} = - \frac{AV}{C_p} \left(1 - \frac{T}{V} \left(\frac{\partial V}{\partial T} \right)_p \right)$$

По термометрии интервалы поступления флюида в скважину отмечаются по изменению температуры относительно геотермической за счет дроссельного эффекта Джоуля-Томпсона и эффекта калориметрического смешивания.

Расширение газа в интервале притока в стволе скважины сопровождается проявлением дроссельного эффекта - появляется отрицательная аномалия температуры. Приток жидкости из пласта обычно сопровождается нагреванием.

Существующие аналоги

Для термометрии применяется широкий спектр инструментальных решений, которые можно подразделить на 2 группы.

Электрические датчики:

- Термосопротивления;
- Термопары;

Оптические датчики:

- Волоконно-оптические распределённые линии (DTS), основанные на температурной зависимости эффекта неупругого рассеяния (рамановского) оптического излучения в многомодовом кварцевом волокне; Сканирование по длине осуществляется методом
- Точечные брэгговские измерители температуры и давления (FBG), основанные на зависимости линии пропускания интерференционного фильтра – брэгговской решетки, от деформации решетки, обусловленной как термическим расширением, так и внешним гидростатическим сжатием. В этом случае используется одномодовое кварцевое волокно, на котором методом локального нагрева серией оптических импульсов модулируется коэффициент преломления (переходы между



Optical:

- Distributed temperature sensing systems (DTS) that utilize temperature-dependent light (Raman) scattering in multi-mode quartz glass fiber;
- Point-by-point temperature and pressure Brag sensors (FBG) that utilize dependence of interference filter transmission line - Bragg grating on grating deformation caused by thermal expansion or external hydrostatic compression. The single-mode quartz glass fiber, locally heated by optical pulses is used to modulate refracting index (transitions between glass and crystal phases in the heated area) that forms Bragg grating.

Widely used logging tools (NPF Geofizika, NIID-50 Sova, PKF Geotech) are fitted with platinum RTD allowing temperature measurement up to 280°C with resolution up to 0.003°C and accuracy of ± 0.1 - 0.5 °C. Digital processing can improve the resolution to 0.00015°C through extending the measurement period. Raman spectroscopy based DTS allow temperature

стекловидной и кристаллической фазы в области нагрева), создающий брэгговскую решётку.

Широко применяемые каротажные приборы (НПФ Геофизика, НИИД-50 Сова, ПКФ Геотех) оснащены платиновым термосопротивлением, обеспечивающим измерение температур до 280°C с разрешением до 0.003°C и точностью $\pm 0.1 - 0.5$ °C. Путём цифровой обработки можно улучшить разрешающую способность до 0.00015°C ценой удлинения времени измерения.

Волоконно-оптические распределённые линии (DTS) на рамановской спектроскопии позволяют работать в существенно более широком диапазоне температур – до 700°C, однако существенно уступая по разрешению – 0.1°C при измерении абсолютных градиентов и 0.01°C при измерении относительных изменений градиентов температуры, и точности – $\pm 0.1 - 1$ °C, обладая пространственным разрешением 0.25 – 1 м. В свою очередь точечные термометры на брэгговских решётках (FBG) позволяют достичь разрешения до 0.01°C при чуть такой же точности ± 0.1 °C, но чуть меньшем диапазоне – до 300°C. Дрейф не превышает 0.1°C/год. Однако все волоконно-оптические системы подразумевают, что кабель выводится на поверхность через лубрикатор высокого давления на устье и только там подключается к оптическому блоку регистрации. Скважинного исполнения DTS- и FBG-регистраторов в настоящее время не существует и никем не разрабатывается. Всё это существенно увеличивает стоимость измерительной системы на волокно-оптических линиях, поскольку независимо от мощности продуктивного интервала, который необходимо наблюдать, оптическое волокно необходимо протянуть на всю глубину от устья до исследуемого интервала.

Несмотря на большую привлекательность DTS, как например, большая дистанционность измерений и отсутствие каких-либо электрических сигналов и цепей, для решения большинства задач ГИС методами термометрии данное решение явно не годится в силу низкой разрешающей способности. Применение оптоволоконных систем как правило ограничено конструктивными особенностями скважины, и предполагается применение т.н. «умных» хвостовиков, поставляемых рядом нефтесервисных компаний, как готовое решение, которое однако необходимо закладывать уже на этапе строительства скважины, и невозможно применять на уже действующих [2].

Для барометрии в условиях скважины применяются датчики, основанные на тензометрическом (давление вызывает деформацию жесткого элемента, которая изменяется тензодатчиками), пьезорезистивном (давление вызывает деформацию и изменение сопротивления полупроводникового датчика SOI)

measurements in a notably larger range - up to 700°C but have very low resolution, 0.1°C, while measuring absolute gradients and 0.01°C while measuring relative variations of temperature gradients and accuracy - $\pm 0.1 - 1$ °C. The sampling resolution is 0.25 to 1m. Point-by-point FBG has resolution up to 0.01°C with approximately the same accuracy of ± 0.1 °C and a bit lower range, up to 300°C. The drift does not exceed 0.1°C/year. However all fiber-optic systems assume that the cable is installed to the surface through the wellhead HP lubricator and only then connected to the optical recorder. Today downhole DTS or FBG do not exist and are not currently being developed. Due to these issues, the fiber-optic measuring system price is very high as the fiber-optic cable length must cover the entire depth from the wellhead to the surveyed interval despite of the productive interval thickness.

Notwithstanding DTS advantages, such as long-distance measurements and no electric signals or circuits required, DTS with its low resolution is not suitable to achieve most field logging goals. Generally, the use of fiber-optic systems is limited by the well design and requires smart liners supplied by a number of oil service companies as integral solution. The systems need to be envisaged at the well construction stage and cannot be used in already existing wells [2].

Downhole pressure is measured by instruments based on strain-gage (pressure induces rigid sensing element deformation measured), piezoresistance (pressure induces deformation and changes in SOI resistance) and resonance (pressure induces deformation of quartz crystal in alternator circuit) technology. The most accurate and reliable of these are resonance pressure instruments. The maximum measured pressure is 10 to 150 MPa at resolution of 0.01 – 0.00005% of the full scale and accuracy of $\pm 0.02 - 0.1$ % of the full scale. The drift is max. ± 0.02 MPa/year. As mentioned above, FBG measures temperature and pressure at the same time, so the maximum pressure is 70 to 150 MPa at resolution of 0.0002 MPa and accuracy of ± 0.015 MPa. The optic sensor is much more reliable and the maximum drift is ± 0.003 MPa/year.

Electrical media resistance sensors are used for downhole moisture measuring. Generally this limits the water cut operating range to 0-60%. Accuracy is as good as ± 2 % for range of 0-30% and ± 5 % for range of 30-60% at resolution of 0.03-0.1%. Despite low accuracy, this is sufficient to identify water breakthrough and flooded intervals to be isolated.

Downhole flow measurements are usually performed using turbine flow meters that measure linear flow velocity up to 15-50 m/min with sensitivity of 0.05-0.3 m/min (dynamic range of 300-100), accuracy of $\pm 2 - 5$ % and resolution of 0.1-0.15 m/min. Consequently flow rate is the product of linear flow velocity in the turbine section area.

Proposed Solution

и резонансном (давление вызывает деформацию кристалла кварца, включенного в частотозадающую цепь генератора) принципах. Наиболее точными и стабильными являются именно резонансные датчики давления. Предельное измеряемое давление может составлять 10 – 150 МПа при разрешении 0.01 – 0.00005% от полной шкалы, и точности ± 0.02 – 0.1% от полной шкалы. Дрейф обычно составляет не более ± 0.02 МПа/год. Как выше было сказано, FBG-сенсор изменяет сразу пару параметров – температуру и давление, таким образом предельное давление составляет 70 – 150 МПа при разрешении 0.0002 МПа и точности ± 0.015 МПа. Стабильность оптического датчика существенно выше, и дрейф не превышает ± 0.003 МПа/год.

Для влагометрии в условиях скважины применяются датчики электрического сопротивления среды. Как правило это ограничивает рабочий диапазон обводнённости 0 – 60%. Обычно точность оказывается не хуже $\pm 2\%$ в диапазоне 0 – 30% и $\pm 5\%$ в диапазоне 30 – 60% при разрешении 0.03 – 0.1%. Несмотря на невысокую точность, этого оказывается достаточно для распознавания прорывов воды и выделения заводнённых интервалов, подлежащих изоляции.

Дебитометрия в стволе скважины обычно осуществляется турбинными расходомерами, позволяющими измерять линейную скорость потока до 15 – 50 м/мин с порогом чувствительности 0.05 – 0.3 м/мин (динамический диапазон 300 – 100) при точности ± 2 – 5% и разрешении 0.1 – 0.15 м/мин. Соответственно расход получается умножением линейной скорости потока на площадь сечения турбины.

Предлагаемое решение

Предлагаемое решение нацелено в первую очередь на мониторинг при эксплуатации скважин с механизированным принципом добычи, т.е. оснащённых погружным ЭЦН. Механизированная добыча широко распространена на нефтегазовых месторождениях Западной Сибири. Здесь пластовые условия обычно составляют 90 – 110°C и давления до 20 – 30 МПа. Мощности продуктивных пластов 10 – 30 м, глубина залегания до 2000 – 3000 м. При механизированной добыче забойное давление подбирают таким образом, чтобы избежать разгазирования пластового флюида в интервале перфорации, и это обычно составляет 10 – 20 МПа. Пластовый флюид представляет собой водонефтяную эмульсию с объёмным содержанием воды до 60% и умеренным газовым фактором до 100 м³/т. Дебит по жидкости сильно варьируется, но не превышает 20 м³/ч. ЭНЦ располагается над интервалом перфорации на такой высоте, чтобы на давление на подаче насоса (забойное за вычетом гидростатического давления

The proposed solution is aimed at well monitoring during operation in case of artificial lifting when electric centrifugal pumps are used. Artificial lifting is widely used in the Eastern Siberia oil and gas fields where reservoir temperature is 90–110°C and pressure reaches 20–30 MPa. Productive reservoir thickness is 10 to 30m and depth is down to 2000–3000m. The artificial lifting BHP is set up to 10–20 MPa to avoid gas liberation from reservoir fluid in the perforation interval. The reservoir fluid is a water-oil emulsion with water content of up to 60% vol. and conservative gas/oil ratio of up to 100m³/t. Fluid flow rate varies considerably but does not exceed 20m³/h. The electric centrifugal pump is located above the perforation interval at the height where the pump discharge pressure (BHP net of water column hydrostatic pressure) ensures optimal head and rate. It is usually 100–200m. Therefore, the pump discharge pressure is below the gas liberation point and there are gas bubbles in the fluid.

Metering and electronic units must be designed to 150°C, 30 MPa. Thus, the most profitable are the following downhole measuring instruments (Fig. 1):

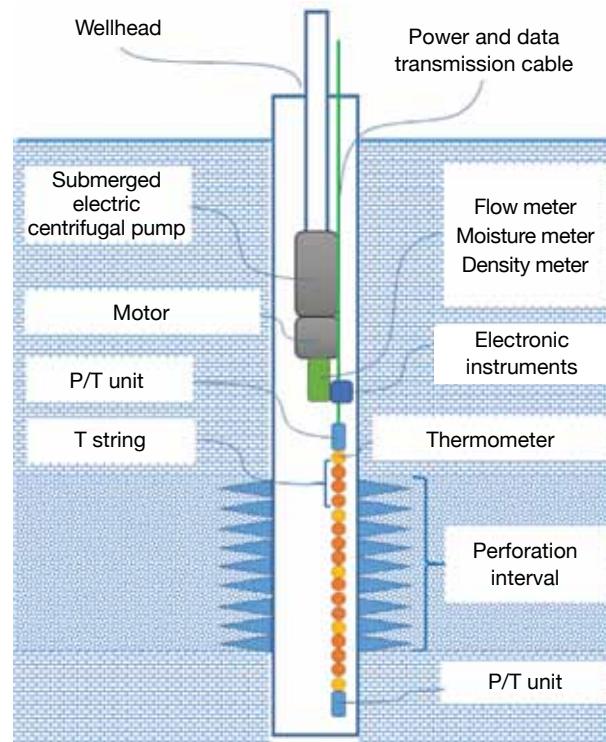


Figure 1. Downhole Monitoring System

1. Discrete system consisting of the platinum RTD string measuring temperature in the range of 0–150°C with an accuracy of $\pm 0.3^\circ\text{C}$ and resolution of 0.003°C. The sampling resolution for the temperature profile determination depends on the detector spacing and size. Each reading requires min. 16 bit memory.
2. Thermoanemometric (thermoelectric) flow meters

столба жидкости) соответствовало оптимуму напорно-расходной характеристики. Обычно это составляет 100 – 200 м. Таким образом, на подаче насоса давление оказывается ниже точки разгазирования, и в жидкости появляются пузырьки газа.

Измерительные узлы и электроника должны быть спроектированы на рабочие условия: температура до 150°C, давление до 30 МПа. Таким образом, наиболее целесообразной считаем внутрискважинную систему, включающую следующие измерительные узлы, см. Рис 1.

1. Дискретную систему из гирлянды платиновых термосопротивлений, обеспечивающих измерение

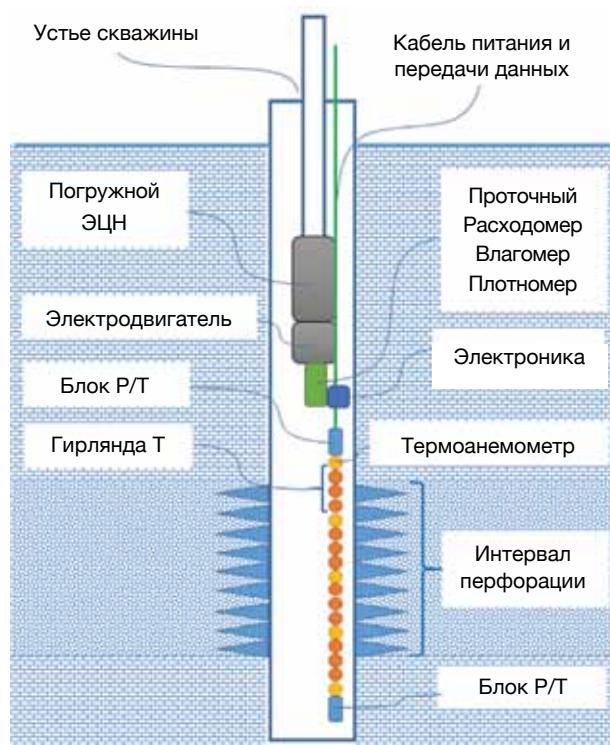


Рис 1. Схема системы внутрискважинного мониторинга

температуры в диапазоне 0 – 150°C с точностью не хуже $\pm 0.3^\circ\text{C}$ и разрешением не хуже 0.003°C. Пространственное разрешение при определении профиля температуры определяется уже частотой расположения датчиков и ограничивается размером самих термодатчиков. Для хранения каждого измеренного значения требуется не менее 16 бит.

2. Термоанемометрические расходомеры (термокондуктивные дебитометры), расположенные на той же самой гирлянде термосопротивлений, но уже в большем пространственным шагом.
3. Точечный датчик забойного давления и температуры, находящийся на нижнем конце гирлянды датчиков, обеспечивающий измерение давления до значений 30 МПа при точности не хуже $\pm 0.02\%$ от полной шкалы ($\pm 6 \text{ кПа}$) и разрешении не хуже 0.002%

included in the same RTD string but more spaced.

3. Point BHP and temperature instrument located at the instrument string bottom end measuring pressure up to 30MPa with an accuracy of $\pm 0.02\%$ of the full scale ($\pm 6 \text{ kPa}$), and a resolution of 0.002% of the full scale (600 Pa). Each reading requires min. 24 bit memory.
4. Turbine flow meter located directly under the electric centrifugal pump with dynamic range of min. 100; upper level depends on the well design.
5. Capacitance moisture meter connected to the flow meter to measure specific moisture content in the range of 0-60% vol. with resolution of 1% and accuracy of $\pm 5\%$.
6. Vibration density meter connected to the flow meter to measure fluid density in the range of 0.7–2 g/cm³ with resolution of 0.01%, accuracy of 0.1%, as well as viscosity in the range of 1-100cSt

It is obvious that the main data generator in the system is the RTD string. The string consisting of 20-100 instruments installed every 0.5 m covers 10-30m monitoring intervals. For a 1Hz sampling frequency, the data flow is $(20 - 60) \times 16 \text{ bit} \times 1 \text{ Hz} = 320 - 960 \text{ bps}$. Therefore, the proposed downhole monitoring system requires communication line capacity of min. 1Kbs. Today submerged telemetry systems utilize both digital (PK Borets and IRZ TEK) and analog cable channels (Electron and ALNAS) (can be integrated directly into the permanent downhole monitoring system) that meet the requirement.

As an option, the downhole monitoring system can be supplemented by wellhead module that comprises temperature and pressure instrument block, flow meter, density meter, moisture meter, etc. Thus, known borehole data, electric centrifugal pump parameters and wellhead data can show the wellbore operation and make it possible to make prompt decisions regarding development. The integrated downhole and wellhead monitoring system is the basis of the smart distributed system to monitor oil and gas well cluster parameters as proposed in the document [3]. It was demonstrated that such systems provide more information and feature higher measurement accuracy with only one accurate flow meter under shared access [4].

The downhole monitoring system equipment and design mainly depend on the well capacity and equipment risks [5]. Temperature logging sets high requirements of the instruments and should independently operate under severe conditions for a long period without the downhole metrological performance degradation. All this necessitates development of special downhole electronic instruments. Special attention should be paid to EEPROM and powerful batteries capable of working in high temperatures. Commercially available flash-drive controllers have poor wipeout block performance that requires high voltage to reset the flash-drive, as they are, actually DC-DC converters. A self-contained power supply is required in case of power

- от полной шкалы (600 Па). Для хранения каждого измеренного значения требуется не менее 24 бит.
4. Расходомер турбинного типа, расположенный непосредственно под ЭЦН, с динамическим диапазоном не менее 100, верхний предел которого определяется возможностями конкретной скважины.
 5. Влагомер емкостного типа, сопряжённый с расходомером, обеспечивающий измерение удельного объёмного влагосодержания в жидкости в диапазоне 0 – 60% с разрешением не хуже 1% и точности не хуже $\pm 5\%$.
 6. Вибрационный проточный плотномер, сопряжённый с расходомером, обеспечивающий измерение плотности среды в диапазоне значений 0.7 – 2 г/см³ с разрешением 0.01% и точностью не хуже 0.1%, а также вязкости в диапазоне 1 – 100 сСт.

Очевидно, что основным источником генерации данных в данной системе является гирлянда термодатчиков. При интервале наблюдения 10 – 30 м и частоте расположения 0.5 м, гирлянда включает 20 – 100 датчиков. При частоте опроса 1 Гц получается поток данных (20 – 60) $16 \text{ бит} \times 1 \text{ Гц} = 320 - 960 \text{ Бит/с}$. Таким образом, предлагаемая система внутрискважинного мониторинга предъявляет требования к пропускной способности линии связи не менее 1 Кбит/с. Применяемые в настоящее время кабельные каналы погружной телеметрии как цифровые, например, производства ПК «Борец» и «ИРЗ ТЭК», так и аналоговые, например, производства «Электрон» и «АЛНАС» (могут встраиваться прямо в ГЭД) полностью удовлетворяют данному требованию.

Внутрискважинная система опционально может дополняться устьевым модулем, включающим блок термобарометрии, расходомер, плотномер, влагомер и т.д. Таким образом, имея данные по стволу скважины, параметры работы ЭЦН и данные с устья скважины, становится возможным получить целостную картину работы скважины и оперативно принимать решения по разработке. Целостная система внутрискважинного и устьевого мониторинга ложиться в основу интеллектуальной системы распределённого мониторинга продуктивных параметров группы нефтегазовых скважин, как это было предложено в работе [3]. Ранее было показано, что подобная система обладает существенно более высокой информативностью и точностью замеров даже при использовании всего одного точного расходомера в совместном доступе [4].

Комплектация и дизайн внутрискважинной системы измерения во многом определяется способностью и рисками комплектации скважины [5]. Поскольку термометрия предъявляет высокие требования к характеристикам датчиков, а система должна

loss on the surface just when important readings related to electric centrifugal pump turbine stop are received and recorded. Today high temperature Li-SOCl₂ batteries are used with operating temperatures up to 150/165/200°C and capacity of 800/70/15 W/h respectively. Standard 100 W/h NiMh batteries are suitable for up to 120°C temperatures. High-temperature EEPROM microchips have 32Mbps capacity and are suitable for operation in up to 210°C temperature range.

Pressure instruments are not suitable for long-term operations as the rigid sensor melts in high temperatures. When the electric centrifugal pump is to be replaced or inspected, the measuring system should be recovered together with BHA and tested to find any defective instruments to be replaced. The self-calibrating system concept provides for redundancy of instruments and measurements analysis to identify and adjust wrong empirical values [6]. Thus it is possible to identify a defective instrument and adjust its parameters.

Conclusion

The Article describes the feasibility of continuous downhole monitoring of operating well perforation intervals using permanent instruments capable to measure flow parameters (temperature, pressure, water cut, flow rate, etc.) with high resolution. The instruments are attached to the suction pipe of a submerged electric centrifugal pump. The power supply of the instruments and data transmission to the surface is provided by the pump telemetry system (usually included in a standard BHA). As an option, the downhole monitoring system can be supplemented by wellhead module that comprises temperature and pressure instrument block, flow meter, density meter, moisture meter, etc. Thus, known borehole data, electric centrifugal pump parameters and wellhead data can show the wellbore operation and make it possible to make prompt geological and engineering decisions.

“Smart” wells need to include one of the downhole monitoring systems proposed in this article.

References

1. V. Bazhenov, A. Imayev, V. Dubrovskiy, D. Kirgizov, Survey of operating wells in a course of their operation under new technologies in TNG-Group, Drilling and Oil 7-8 (2011). <http://burneft.ru/archive/issues/2011-07-08/13>
2. V. Isayev, Optic fiber technology for smart wells and geophysical survey of oil, gas and injection wells, Oil. Gas. Innovations 11 (2011). http://neft-gaz-novacii.ru/NGN_11_11_isaev.pdf
3. A. Lomukhin, A. Cheremisin, K. Toropetskiy, A. Ryazantsev, Intelligent system for distributed monitoring of wellbore recovery parameters, Messenger of Rosnedra CDC 4 (2013). <http://www.oilvestnik.ru/481.html>
4. A. Ryazantsev, S. Buchinskiy, A. Cheremisin, K.

автономно функционировать в достаточно жестких условиях в течение длительного времени без ухудшения метрологических характеристик внутри скважины, считаем необходимым специальную разработку скважинной электроники. Особо внимание требуется уделить разработки системы накопления данных (EEPROM) и источников батарейного питания, способных работать длительное время при повышенных температурах. Что касается контроллеров флеш-памяти, то у серийных изделий возникают проблемы с функционированием блока стирания, которое прикладывает высокое напряжение для обнуления блока флеш-памяти, это по сути DC-DC преобразователь. Узел автономного питания необходим на случай сбоя питания с поверхности, в этот момент могут быть получены и записаны весьма ценные данные по остановке турбины ЭЦН. В настоящее время существуют высокотемпературные Li- $SOCl_2$ с рабочей температурой до 150/165/200°C батареи емкостью до 800/70/15 Вт·ч соответственно. При температурах до 120°C годятся NiMh батареи, обладающие типовыми емкостями до 100 Вт·ч. Существуют высокотемпературные микросхемы EEPROM емкостью 32 Мбит и рабочей температурой до 210°C.

Существует проблема долговременной стабильности датчиков давления, поскольку в условиях высоких температур начинает «гнуться» сам эталон жесткости. Во время плановой замены или ревизии ЭЦН извлекается компоновка скважины вместе с измерительной системой и проводятся необходимые поверочные тесты с целью выявить, а затем и заменить датчики, утратившие свои метрологические характеристики. Концепция самокалибрующейся системы состоит в установке избыточного количества датчиков и анализа набора измерений на предмет выявления и корректировки неверных значений в наборе эмпирических данных [6]. Таким образом можно не только выявить сбойный датчик, но и скорректировать его характеристику.

Заключение

В статье рассмотрена техническая возможность реализации постоянного внутрискважинного мониторинга интервала перфорации действующей скважины с помощью постоянного устройства, способного измерять с высокой разрешающей способностью ряд параметров потока (температура, давление, обводнённость, расход и т.д.) подвешенного к приему погружного ЭЦН. Питание устройства, а также передача данных на поверхность осуществляется через систему телеметрии насоса (обычно входящую в стандартную компоновку). Внутрискважинная система опционально может дополняться устьевым модулем, включающим блок термобарометрии, расходомер, плотномер, влагомер и т.д. Таким образом, имея данные по стволу скважины,

Toropetskiy, K. Lomukhin, Quantitative assessment of accuracy of different methods of flow measurement at gas condensate wellbores during instrumental process monitoring, Engineering Practice 6-7 (2013). http://glavteh.ru/files/04_InPraktika06-07-2013_Ryazantsev.pdf
 5. S. Skopintsev, Flow rate monitoring in flooded oil wellbores. <http://www.smart-well.ru/term2011.pdf>
 6. A. Cheremisin, S. Kostyuchenko, K. Toropetskiy, A. Ryazantsev, E. Lukyanov, N. Zagoruyko, Algorithms of multiphase flow measurement data processing in information support for intelligent fields, Oil industry 6, 98-101 (2013). <http://elibrary.ru/item.asp?id=19124502>

параметры работы ЭЦН и данные с устья скважины, становится возможным получить целостную картину работы скважины и оперативно принимать геологотехнологические решения.

Таким образом, концепция «умной» скважины должна быть дополнена системой внутрискважинного мониторинга, одна из возможных реализаций предложена в данной статье.

Список литературы

1. Баженов В.В., Имаев А.И., Дубровский В.С., Киргизов Д.И., Исследования действующих скважин в процессе эксплуатации по новым технологиям в ООО «ТНГ-Групп», Бурение и нефть 7-8 (2011). <http://burneft.ru/archive/issues/2011-07-08/13>
2. В.А. Исаев, Оптоволоконные технологии для “интеллектуальных скважин” и геофизических исследований нефтяных, газовых и нагнетательных скважин, «Нефть. Газ. Новации» 11 (2011). http://neft-gaz-novacii.ru/NGN_11_11_isaev.pdf
3. Ломухин А.Ю., Черемисин А.Н., Торопецкий К.В., Рязанцев А.Э., Интеллектуальная система распределённого мониторинга продуктивных параметров добывающих скважин, Вестник ЦКР Роснедра 4 (2013). <http://www.oilvestnik.ru/481.html>
4. Рязанцев А.Э., Бучинский С.В., Черемисин А.Н., Торопецкий К.В., Ломухин А.Ю. Количественная оценка погрешности различных методов замеров дебитов газоконденсатных скважин при инструментальном контроле технологических режимов, Инженерная практика 6-7 (2013). http://glavteh.ru/files/04_InPraktika06-07-2013_Ryazantsev.pdf
5. Скопинцев С.П., Технология контроля расходов в обводненных нефтяных скважинах. <http://www.smart-well.ru/term2011.pdf>
6. Черемисин А. Н., Костюченко С. В., Торопецкий К. В., Рязанцев А. Э., Лукьянов Э. Е., Загоруйко Н. Г. Алгоритмы обработки результатов многофазной расходометрии в информационном обеспечении интеллектуального месторождения, Нефтяное хозяйство 6, 98 - 101 (2013). <http://elibrary.ru/item.asp?id=19124502>