

ОПТИМИЗАЦИЯ КОМПОНОВОЧНЫХ СХЕМ ТЕЛЕМЕТРИЧЕСКИХ СИСТЕМ ДЛЯ ИССЛЕДОВАНИЙ В ПРОЦЕССЕ БУРЕНИЯ

СИНИЦА Владислав Владимирович

Главный специалист отдела мониторинга строительства и реконструкции скважин
ООО «СамараНИПИнефть»

Анализ применяемых в мировой практике компоновочных решений для внутрискважинных исследований в процессе бурения, каналов связи для передачи данных на поверхность и источников питания электрической энергией указывает на ряд недостатков, снижающих эффективность функционирования телеметрических систем. Устранение этих недостатков и совершенствование конструкций основных узлов позволило осуществить выбор оптимальной на сегодняшний день компоновочной схемы для разработки технического задания на изготовление комплексной телеметрической системы.

Применение забойных телеметрических систем (ТС) позволяет увеличить коэффициент извлечения нефти (КИН) и добиться снижения затрат на строительство и эксплуатацию скважин — основополагающих характеристик качества разработки месторождения. Многие современные достижения науки и промышленности связаны с выработкой технико-технологических решений, которые позволили бы реализовать эту совокупность условий на всех этапах освоения месторождения: от разведки и строительства скважин до окончания эксплуатации.

Одним из способов, обеспечивающих высокую эффективность добычи углеводородов, выступает строительство горизонтальных (наклонно-направленных) скважин с удаленным забоем, включая многоствольные (разветвленные) скважины. И в данном случае для достижения успеха при реализации проектных решений применение забойных ТС играет главенствующую роль. Именно внедрение ТС в течение двух последних десятилетий создало предпосылки для бурного развития строительства скважин с горизонтальным окончанием, бурения боковых стволов и в конечном счете увеличения добычи нефти.

Пытливость ума инженеров и настоятельная необходимость использовать при конструировании ТС передовые идеи воплотились в многообразии компоновок ТС со своими достоинствами и недостатками, возможностями и ограничениями. Каждый вид ТС прошел этапы становления, модернизации и промышленного применения. Характеристики существующих компоновочных схем ТС позволяют классифицировать их по разным признакам и определять перспективы дальнейшего развития.

К основным задачам, которые должна решать ТС, относятся получение навигационных, геофизических, технологических и прочих данных и передача их на поверхность как в режиме реального времени, так и с использованием периодически считываемых запоминающих устройств — в случае, если информация не используется при оперативном принятии решений.

Причем процессы регистрации, обработки и пересылки скважинных параметров на приемные устройства на устье не должны оказывать негативного воздействия на продолжительность строительства скважины.

Данные, регистрируемые ТС на забое, можно подразделить на несколько категорий: навигационные, определяющие траекторию ствола скважины; технологические, характеризующие режимы бурения; геофизические, отражающие свойства пластов и форму поперечного сечения скважины, а так же специфические: синхропосылки, состояние самопроверки элементов ТС и т.д. Для получения указанных характеристик используются соответствующие датчики, набор которых зависит от особенностей компоновки ТС и ее оснащенности.

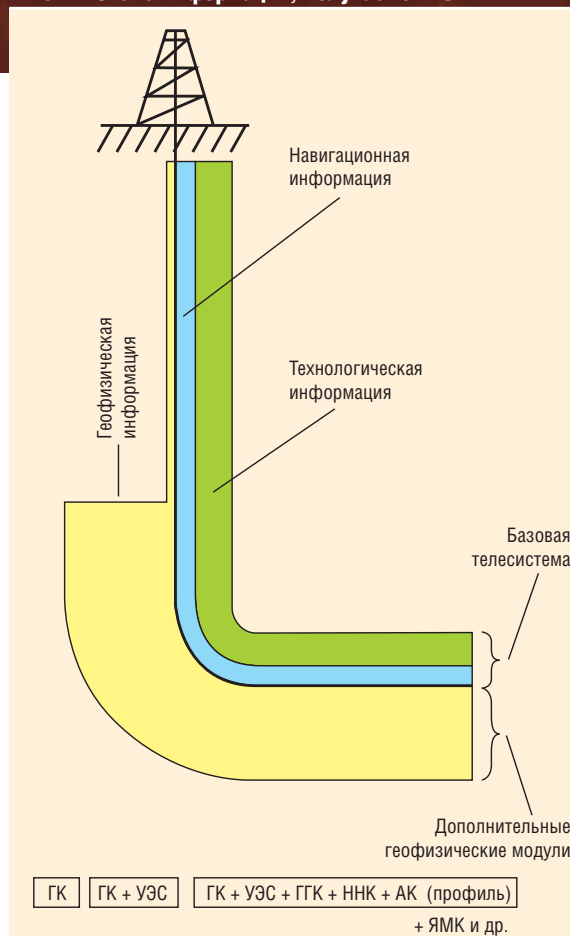
НАВИГАЦИОННЫЕ ДАННЫЕ

Навигационные данные включают в себя значения углов отклонения оси скважины от принятых нулевых значений зенита (вертикали), азимута (горизонтали) и положения шпинделя-отклонителя (tool-face) — этот набор еще называют инклинометрическим. Данная информация необходима для оценки расположения ствола скважины в пространстве. Инклинометрические замеры производятся электронными приборами: акселерометрами и магнитометрами, либо гироскопами. Из-за большой чувствительности к вибрациям, значительных размеров и наличия накапливаемой ошибки (увода «нуля») при вращении бурильных труб гироскопы пока не нашли широкого применения в ТС. Вместе с тем у них есть ряд достоинств, в частности, им присуща малая восприимчивость к магнитным полям и возможность определения точного значения зенитного угла и азимута в околоразвертикальной зоне ($\pm 7^\circ$) положения ствола скважины.

Работоспособность магнитометров напрямую зависит от близлежащих магнитных полей, поэтому для устранения помех разработчики ТС стремятся максимально удалить намагниченные корпусные детали от места установки магнитометров — минимум по 4 м в каждую сторону, а также периодически размагничивают эти корпусные элементы при сервисном обслуживании. К наиболее распространенным способам уменьшения влияния магнитных масс относится изготовление корпусных деталей, расположенных рядом с инклинометрическим датчиком, из немагнитных материалов — алюминиевых и титановых сплавов, бериллиевой бронзы и т.д.

Иногда данную номенклатуру инклинометрических приборов дополняют зондом гамма-каротажа (ГК), который позволяет выделить реперные горизонты для последующего сопоставления с автономными геофи-

Рис. 1. Схема информации, получаемой ТС



зическими исследованиями в открытом стволе скважины. Одновременно по диаграммам ГК с некоторой степенью вероятности прогнозируют расположение низкопроницаемых (глинистых) прослоев. Большинство ТС, представленных на отечественном рынке, ограничено именно этим набором датчиков.

Электромагнитный каротажный зонд с большим расстоянием (4–6 м) между передатчиком и приемником, используемый для проведения индукционного каротажа (ИК), также можно причислить к навигационным приборам, поскольку он в основном используется для оценки приближения к границе изменения удельного электрического сопротивления пород, например, к водонефтяному контакту (ВНК).

ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ ДАННЫЕ

Геофизические исследования служат для определения свойств пласта и типа насыщающего его флюида, а также литологического строения, геомеханических параметров буримой породы, формы поперечного сечения скважины и других параметров. В зависимости от количества необходимой геофизической информации и степени ее достоверности используются различные методы исследований — как по отдельности, так и в сочетании. В самом общем виде их можно подразделить на акустические, радиационные, электрические, ядерно-магнитные методы и методы с применением пластоиспытателя.

Такие радиационные методы, как гамма-гамма каротаж (ГГК) и нейтронные методы (нейтронный гамма каротаж — НГК, нейтрон-нейтронный каротаж — ННК) служат для определения плотности и пористости горных пород, и частично — их химического состава.

Электрические методы служат для контактных и бесконтактных (индукционных) замеров удельного электрического сопротивления (УЭС) пласта, с помощью которого определяются наличие воды в пластовом флюиде и ее минерализация. Эта величина обратно пропорциональна удельной электропроводности геологического разреза.

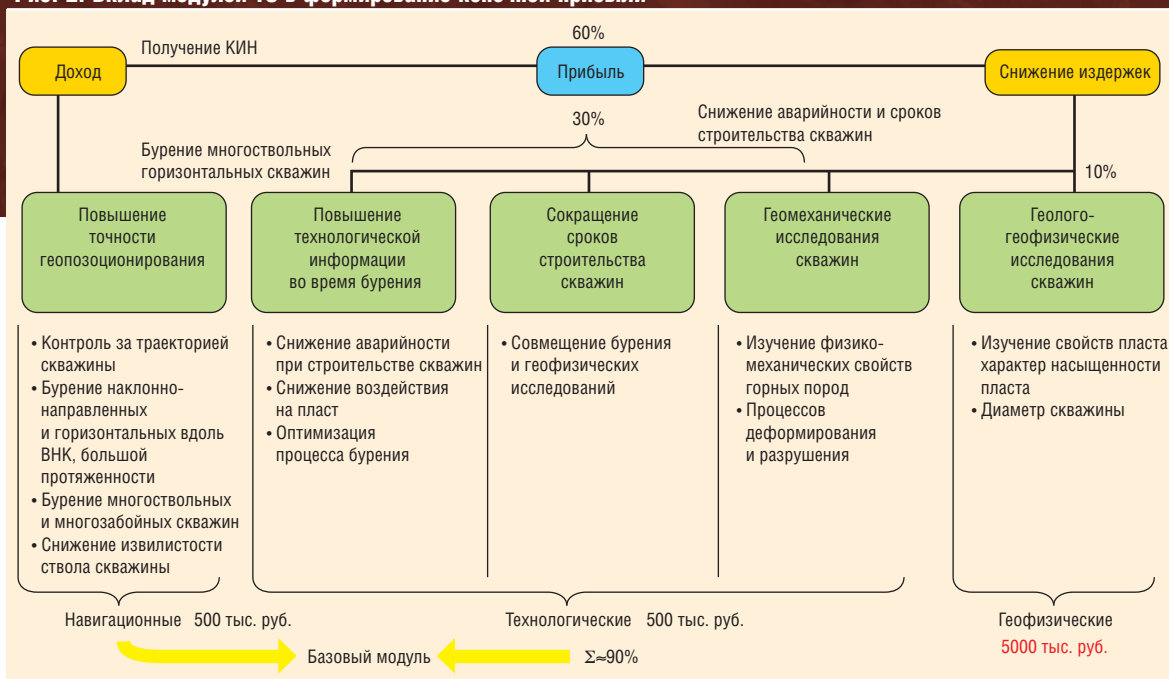
Ядерно-магнитный каротаж (ЯМК) основан на явлении прецессии магнитного момента ядер водорода от наведенного внешнего магнитного поля, значительно превосходящего магнитное поле Земли. Методом ЯМК при определенных условиях можно получить процентное соотношение водородосодержащих флюидов — воды и углеводородов в пласте, в том числе с определением их подвижности (капиллярной связанности).

Акустический каротаж (АК) в процессе бурения в основном используется как метод поправки данных ЯМК и НН-каротажа на несовершенство геометрии ствола скважины (акустическая профилометрия, в за-

рубежных источниках — кавернометрия), для подсчета необходимого количества цементного раствора для крепления обсадных колонн. В ряде случаев, например, при многоэлементном исполнении каротажного зонда, метод используется для определения пористости породы и ее геомеханических характеристик путем измерения скорости распространения и затухания искусственно возбуждаемых продольных и поперечных звуковых волн в диапазоне 2–25 кГц.

Одним из наиболее перспективных методов изучения свойств пластовых флюидов, включая пластовое давление, выступает метод прямого исследования пластоиспытателями. С помощью встроенных в зонд анализаторов флюида определяется его электрическое сопротивление и оптическая плотность с разделением спектра с целью выявления процентного соотношения содержания воды и углеводородов, а также наличия газов. По кривым падения/восстановления давления (КПД/КВД) и температуре оценивается вязкость флюида, пористость, вертикальная и сферическая проницаемости пласта, что позволяет с высокой точностью определять границы пластов и находить промышленно-значимые залежи углеводородов.

Рис. 2. Вклад модулей ТС в формирование конечной прибыли



ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ДАННЫЕ

Использование оперативной технологической информации о текущих режимах бурения позволяет снизить аварийность при строительстве скважин, повысить механическую скорость бурения, диагностировать состояние рабочих органов КНБК и параметров пласта: давления и температуры, а также экстраполировать механические свойства литологического разреза по уровню вибраций.

К основным измеряемым параметрам относятся

1. Усилие на долото:
 - реальное усилие на забое;
 - потери на трение, определяемые при сравнении с весом на крюке;
 - характер продвижения при слайдировании в радиусных участках, оцениваемый по пульсациям величины усилия.
2. Крутящий момент $M_{кр}$:
 - реальный момент трения долота о породу;
 - режим бурения (необходимость увеличения/снижения веса на крюке), определяемый по пульсациям момента;
 - скорое наступление прихвата;
 - износ рабочей пары ВЗД в совокупности с датчиком давления после ВЗД, и состояние долота.
3. Давление бурового раствора (БР) после ВЗД:
 - состояние винтовой пары ВЗД определяется по формуле:

$$N_{гидр} = (P_{ст} - P_{взд}) \cdot Q,$$

где $N_{гидр}$ — мощность гидравлическая;
 $P_{ст}$ — давление БР в стояке (манифольде);
 $P_{взд}$ — давление БР после ВЗД;
 Q — расход БР;

- возможность аварийной разгерметизации колонны бурильных труб (БТ).

4. Давление в скважине:

- во время бурения по нарастанию/уменьшению величины параметра диагностируются вход в пласты с аномально высоким/низким давлением, интервалы поглощения, плохая очистка забоя от шлама;
- перепад давления на гидромониторных насадках долота совместно с давлением после ВЗД;
- в момент наращивания параметра замеряется истинная циркуляционная плотность БР в стволе (со шламом), при бурении на депрессии — истинное давление пласта.

5. Вибрации в трех осях:

- осевые вибрации диагностируют механические свойства буримой породы и величину линейного трения, при шарошечном бурении — состояние долота;
- боковые вибрации диагностируют состояние скважины (превышение диаметра), долота, подшипников шпинделя;
- по ним оптимизируются режимы бурения, что позволяет предотвратить слом и износ инструмента.

6. Температура:

- определение скважинной температуры БР во время бурения, а при наращивании реальной температуры пласта.

7. Обороты вала:

- диагностирование истинных оборотов вала/долота;
- определение механической мощности ВЗД:

$$N_{мех} = \omega \cdot M_{кр},$$

где ω — частота вращения вала/ВЗД (без роторного вращения);

- расчет КПД:

$$\eta = N_{мех} / N_{гидр},$$

ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПРОВЕДЕНИЯ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ

Общий объем геофизической информации может в несколько раз превышать объем навигационных и технологических данных вместе взятых (рис. 1). Однако требуется такая информация в основном по продуктивному пласту и ближе к окончанию бурения. Это и обуславливает модульность в конструкциях ТС, когда существует базовый набор навигационных и технологических датчиков и ряд дополнительных геофизических приборов, которые совмещают различные методы исследований геологического разреза и устанавливаются в КНБК в случае необходимости.

Вклад каждого из модулей ТС в формирование конечной прибыли (рис. 2) показывает, что при бурении горизонтальных скважин наиболее значимы навигационные и технологические датчики, которые в совокупности могут принести до 90% общего дохода за счет увеличения КИН и коммерческой скорости бурения, снижения аварийности и вредного влияния на

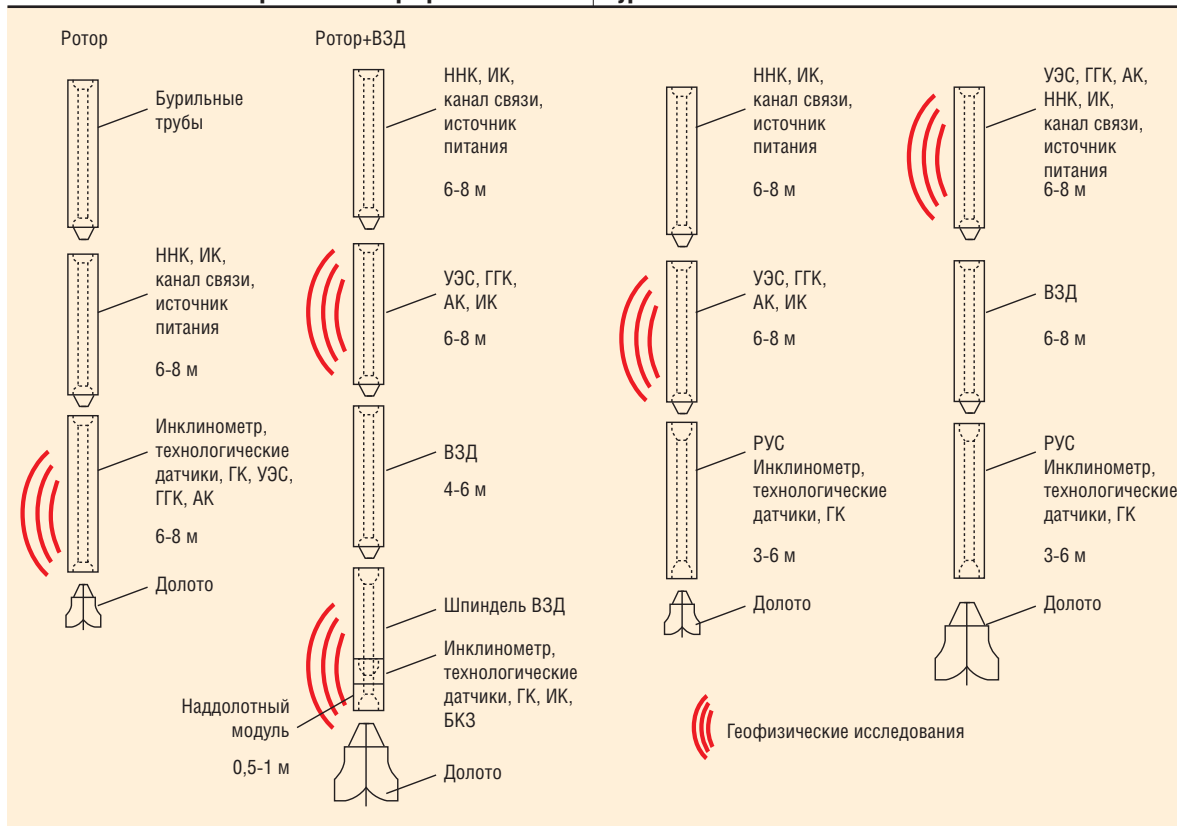
пласт. В данном случае под навигационными датчиками также имеются в виду датчики ГК и ИК.

Геофизические исследования во время бурения в качестве замены каротажа в открытом стволе могут дополнительно дать 10% прибыли, а при сроках строительства скважины менее 20 сут или на шельфе — до 20%. Но таких скважин, как правило, бурится в компаниях немного.

Поскольку стоимость геофизических приборовкратно превышает стоимость навигационных и технологических приборов, решение об использовании геофизических модулей в случае каждого рейса бурового инструмента должно приниматься с максимальной взвешенностью на основе экономического расчета.

На качество, то есть оперативность и достоверность получаемой навигационной и геофизической информации, большое влияние оказывает удаленность соответствующих датчиков от объектов исследования — долота и стенок скважины. В зависимости от способа бурения могут применяться разные компоновочные схемы размещения элементов ТС в КНБК (рис. 3).

Рис. 3. Компоновочные решения ТС при разных способах бурения



КОМПОНОВОЧНЫЕ РЕШЕНИЯ ТС

При роторном бурении геофизические зонды располагаются в максимальной близости от долота, но сам способ является малоэффективным с точки зрения изменения траектории ствола скважины и энергии, подводимой к породоразрушающему инструменту.

При роторно-турбинном (ВЗД) бурении возле долота — в шпинделе ВЗД или наддолотном модуле — можно разместить только часть геофизических зондов, а остальные — над турбиной/ВЗД на расстоянии 4–6 м. Наличие гидравлического двигателя повышает энерговооруженность практически вдвое по сравнению с роторным бурением и позволяет изменять траекторию ствола скважины за счет механических и гидравлических отклонителей без вращения бурильной колонны. Данный способ используется при бурении 95% скважин.

Роторно-управляемые системы (РУС) оснащены инклинометрическими и технологическими датчиками, а также зондом ГК. Остальные геофизические зонды располагаются на 3–6 м выше долота. Имеется возможность изменения траектории ствола скважины с постоянным вращением, при этом энерговооруженность долота аналогична роторному способу.

Применение РУС с ВЗД дает преимущества перед остальными способами по изменению траектории ствола скважины с постоянным вращением, но конструктивные особенности вынуждают располагать основные геофизические зонды на значительном расстоянии от долота — 15–20 м.

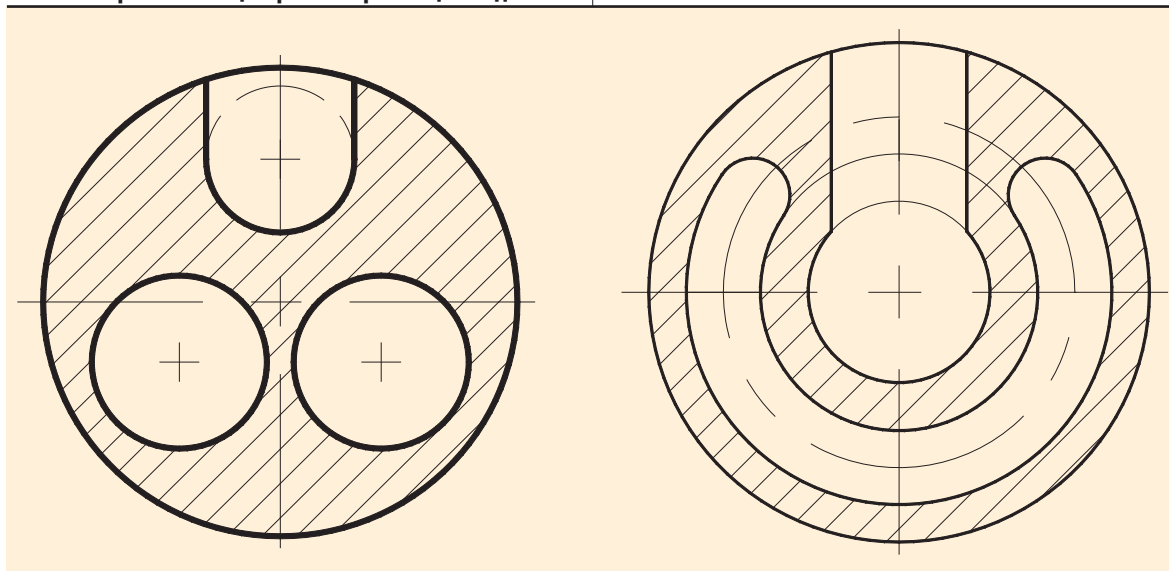
Позиционное размещение элементов ТС по поперечному сечению корпусных элементов КНБК может быть соосным корпусу несущей трубы, радиальным вдоль стенки несущей трубы внутри или снаружи и эксцентричным относительно оси несущей трубы с фигурным выполнением проходного отверстия для бурового раствора.

Соосное, или коаксиальное, размещение датчиков обычно встречается в устаревших конструкциях зарубежных ТС и практически во всех современных отечественных. Данная компоновка отличается простотой и надежностью, однако требования азимутальной направленности геофизических датчиков и малая (0,1–0,2 м) глубинность исследований большинства каротажных методов вынуждают разработчиков искать другие компоновочные решения.

Для диаметров КНБК более 154 мм наиболее удачным представляется радиальное размещение датчиков по окружности снаружи или внутри корпуса трубы. По этому принципу созданы практически все системы типа РУС, Schlumberger IDEAL, Halliburton DGR.

Эксцентричное размещение датчиков возможно только при фигурном, например, подковообразном, выполнении проходного сечения, при нескольких эксцентричных сквозных отверстиях (рис. 4). Механическая обработка подобных отверстий сопряжена с существенными трудностями и затратами, особенно при значительной длине деталей (3–6 м), поэтому наличие ТС малого диаметра (менее 120 мм) с азимутальным (эксцентричным) расположением датчиков следует считать высокотехнологичным решением.

Рис. 4. Варианты эксцентричного размещения датчиков ТС



Кроме проблем с изготовлением, несимметричные детали обладают анизотропией жесткости и усталостной прочностью, что усложняет подсчет назначенного ресурса и срока службы. Нарушение целостности наружной стенки трубы под всевозможные окна и полости ведет к появлению концентраторов напряжений и возникновению усталостных трещин. Таким образом, выбор компоновочного решения для ТС малого диаметра представляет собой нетривиальную задачу.

ОСОБЕННОСТИ КАНАЛОВ СВЯЗИ

Собранная скважинная информация должна быть передана на поверхность для оперативного принятия решений об изменении режимов бурения в случае необходимости. За доставку данных с забоя на устье, включая обработку, кодирование и декодирование, отвечает комплекс элементов ТС под общим названием «канал связи». При бурении могут использоваться акустический, гидравлический и электромагнитный способы передачи данных.

Эволюция каналов связи происходит в направлении увеличения количества передаваемой информации за единицу времени. Предел гидравлического канала связи с положительным импульсом составляет 4 бит/с. Электромагнитный бескабельный и гидравлический с

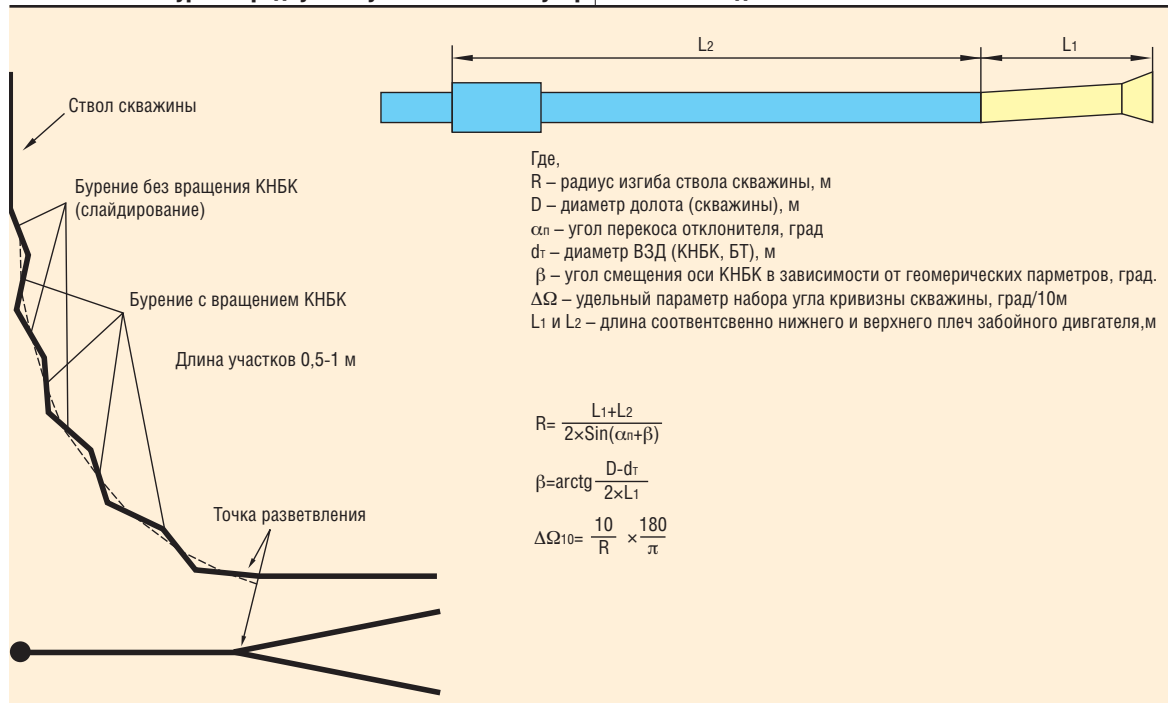
отрицательным импульсом давления, а также первоначальные роторные пульсаторы с каналом связи на основе гармонических колебаний могут передавать данные со скоростью 10 бит/с.

Устройства гидравлического канала связи, использующие положительные и отрицательные импульсы давления, передача данных инклинометрии по которым занимает 2–5 мин, постепенно вытесняются с рынка более перспективными роторными пульсаторами. Частоту передачи данных последних ведущие производители в скором времени обещают довести до 30 бит/с.

Использование роторных пульсаторов и гидравлического канала в целом сопряжено с рядом ограничений, связанных с применением азрированных БР и нерастворимых добавок, используемых для борьбы с поглощениями БР. Повсеместное внедрение прогрессивной технологии вскрытия продуктивного пласта азрированными растворами побуждает некоторые компании к разработке специальных дорогостоящих буровых растворов на синтетической основе с возможностью работы гидравлического канала связи, что еще больше удорожает использование и без того недешевого способа передачи данных импульсами давления в жидкости.

Вместе с тем использование гидравлического канала связи налагает повышенные требования к функ-

Рис. 5. Схема бурения радиусных участков КНБК с укороченным шпинделем-отклонителем



ционированию насосного оборудования и системы очистки БР. Значительное гидравлическое сопротивление роторных пульсаторов (3–4 МПа) создает избыточную нагрузку на наземную трубопроводную систему и ставит под сомнение возможность использования в КНБК дополнительных гидравлических осцилляторов и систем push-the-bit, которые в свою очередь требуют для функционирования перепада гидростатического давления в 3–4 МПа.

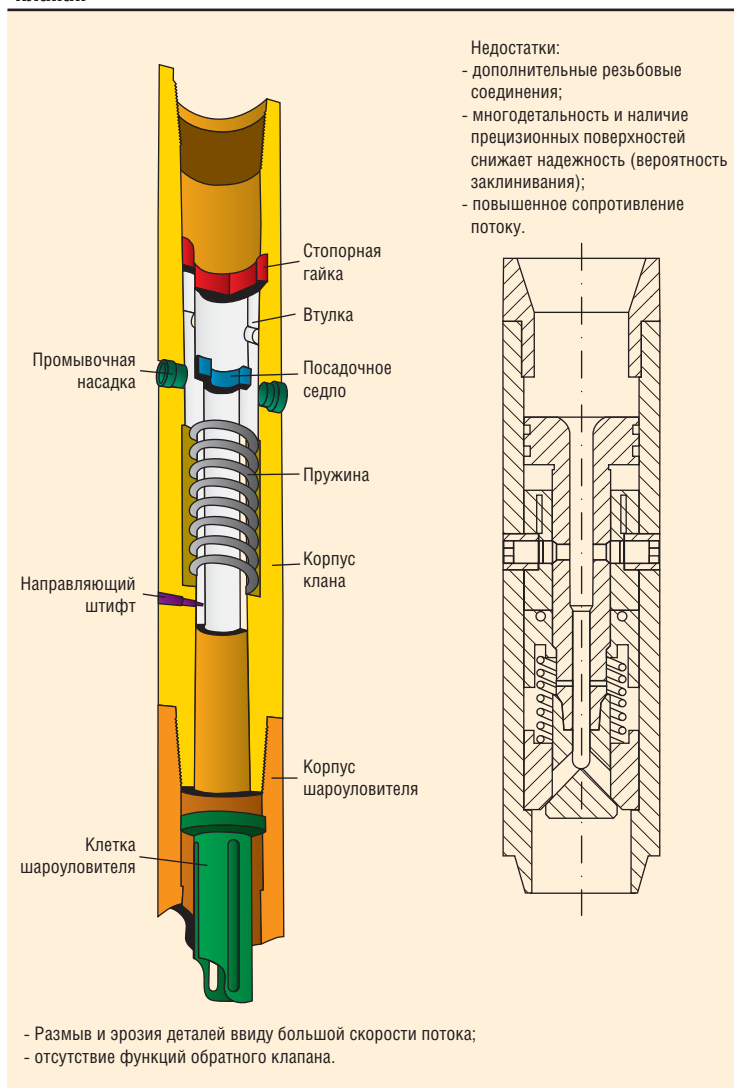
Электромагнитный (ЭМ) канал связи также неуклонно совершенствуется, например, путем установки кабельной перемычки в 100–200 м между за-

бойной ТС и ретранслятором/разделителем, расположенным выше на бурильных трубах. Это так называемый комбинированный ЭМ-канал связи. Такое решение позволяет снизить затухание сигнала и повысить частоту передачи данных до 20–30 бит/с, а также частично обойти проблему с низкоомными (солевыми) прослоями.

Самый широкий канал связи (до 56 кБит/с) присущ способу передачи ЭМ-сигнала по дополнительным трубам, установленным внутри и изолированным в бурильных трубах, и по проводному каналу связи с помощью кабельных секций или на колтюбинговых гибких трубах. Пока они не получили широкого распространения из-за высокой стоимости технологии, однако имеются все основания полагать, что комбинированный ЭМ-канал с кабельной перемычкой в дальнейшем эволюционирует до «полного» кабельного ЭМ-канала связи.

Для акустического канала связи характерны значительное затухание с расстоянием между передатчиком и приемником и трудность выделения полезного сигнала из фонового шума, поэтому такой канал может использоваться только между элементами телесистем в КНБК.

Рис. 6. Автозатворный Инструмент PVL и переливной-обратный клапан



ОСОБЕННОСТИ ИСТОЧНИКОВ ПИТАНИЯ

Возрастающие требования к объему передаваемых данных, увеличение числа датчиков ТС и их энергопотребления (ЯМК, ИННК, АК) требуют установки источников скважинного питания с мощностью 150–300 Вт и длительностью работы на забое не менее 200 ч. В настоящее время большинство компаний решают проблемы энергообеспечения датчиков с помощью химических источников электрической энергии, не оставляя, впрочем, попыток создания надежного скважинного генератора.

Химические источники питания подразделяются на гальванические (одноразовые) батареи и перезаряжаемые аккумуляторы. Работа химических источников питания не зависит от наличия или отсутствия в скважине бурового раствора и его свойств.

Литиевые аккумуляторы отличаются высокой стоимостью — от 10 тыс. руб. за 1 дм³, для их размещения требуется много места — 1–2 МДж/дм³, причем размещаться они должны в дорогостоящих немагнитных трубах. Для них характерен большой саморазряд при повышенных температурах и длительное время перезарядки, поэтому чаще они заменяются целиком на поверхности при подъеме инструмента, что в свою очередь предполагает усложнение компоновочных решений.

Гальванические элементы обладают повышенной емкостью — около 4 МДж/дм³, но им присущи те же недостатки, что и литиевым аккумуляторам. Из-за взрывоопасности и наличия зарегистрированных слу-

чаев взрывов, некоторые сервисные компании отказались от использования ТС на литиевых батареях.

Среди основных задач, которые приходится решать при проектировании скважинных генераторов, можно выделить:

- большой диапазон расходов БР и его вязкостных характеристик, при которых параметры генератора должны мало изменяться;
- длительная работоспособность генератора на забое (автономность), чаще всего связанная с компенсационным объемом масла, который расходуется через торцевые уплотнения;
- габаритные размеры и унификация для ТС с наружным диаметром корпусных деталей от 240 до 89 мм. Диаметр генератора должен быть не более 60 мм, что сопряжено с увеличением длины и снижением жесткости;
- использование переменного гармонического напряжения, вырабатываемого генератором, для модуляции полезного сигнала электромагнитного канала связи.

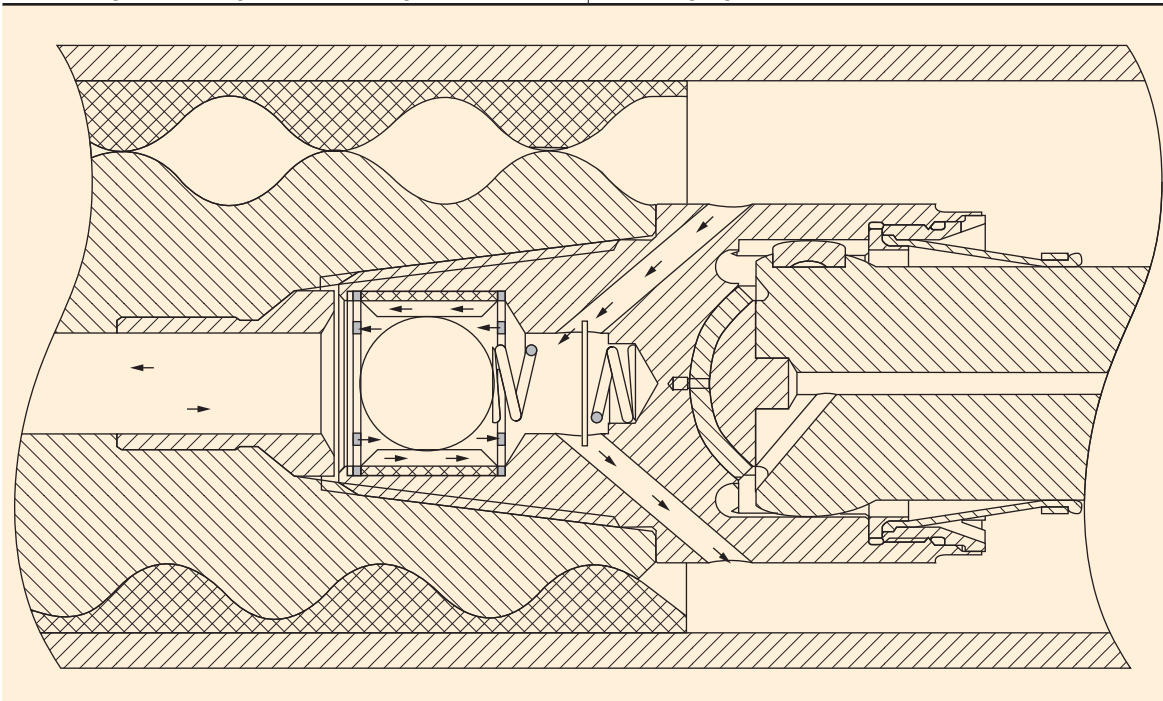
Объединенный комплект из генератора и аккумуляторных батарей следует рассматривать как оптимальный источник питания, поскольку в этом случае суммируются их положительные свойства: высокая удельная мощность одного и независимость от свойств БР другого.

РАСЧЕТ РАДИУСА ИСКРИВЛЕНИЯ СТВОЛА СКВАЖИНЫ

В проектируемой ТС заложено требование уменьшения длины жестких плеч забойного двигателя, измеряемых от плоскости перегиба в отклонителе. Длина нижнего плеча складывается из длин долота и шпинделя ВЗД, а верхнего — из длин винтовой пары, переливного и обратного клапана, переводников ТС, калибраторов и прочих элементов КНБК.

Эти параметры участвуют в формуле для расчета возможного радиуса искривления ствола скважины (рис. 5). Длина нижнего плеча, в основном определяемая размерами шпинделя ВЗД, является второй по значимости после соотношения внешних диаметров долота и КНБК. Формула не нова, она приводится во многих книжных изданиях по бурению и руководящих документах, однако при ближайшем рассмотрении выясняется, что у нее отсутствует физический смысл при равенстве углов α и β , т.е. угла отклонителя и угла смещения оси КНБК в зависимости от геометрических параметров. Видимо, когда-то произошла опечатка, и вместо минуса здесь должен стоять плюс. Найти корни этой ошибки так и не удалось, как и ответить на вопрос, почему эту ошибку никто не заметил раньше. Угол β при значительных длинах шпинделя составляет десятки доли от угла α . А вот при уменьшении длины

Рис. 7. Переливной-обратный клапан, размещенный в nipple шарнира ВЗД.



шпинделя происходит их выравнивание. Для соответствующих расчетов предлагается использовать исправленную формулу.

УКОРАЧИВАНИЕ ШПИНДЕЛЯ-ОТКЛОНИТЕЛЯ

Приблизить возможности обычных роторно-турбинных компоновок к РУС и даже в чем-то их превзойти можно за счет сокращения длины нижнего плеча шпинделя-отклонителя с нынешних 1,5 м до 1 м. За счет этого можно будет снизить время слайдирования — бурения радиусных участков без вращения БК, что позволит улучшить очистку забоя от шлама, снизить аварийность и увеличить механическую скорость бурения. В дальнейшем предполагается бурение разветвленных стволов типа «ласточкин хвост» за один рейс (рис. 5) и заканчивание их по шестому уровню сложности.

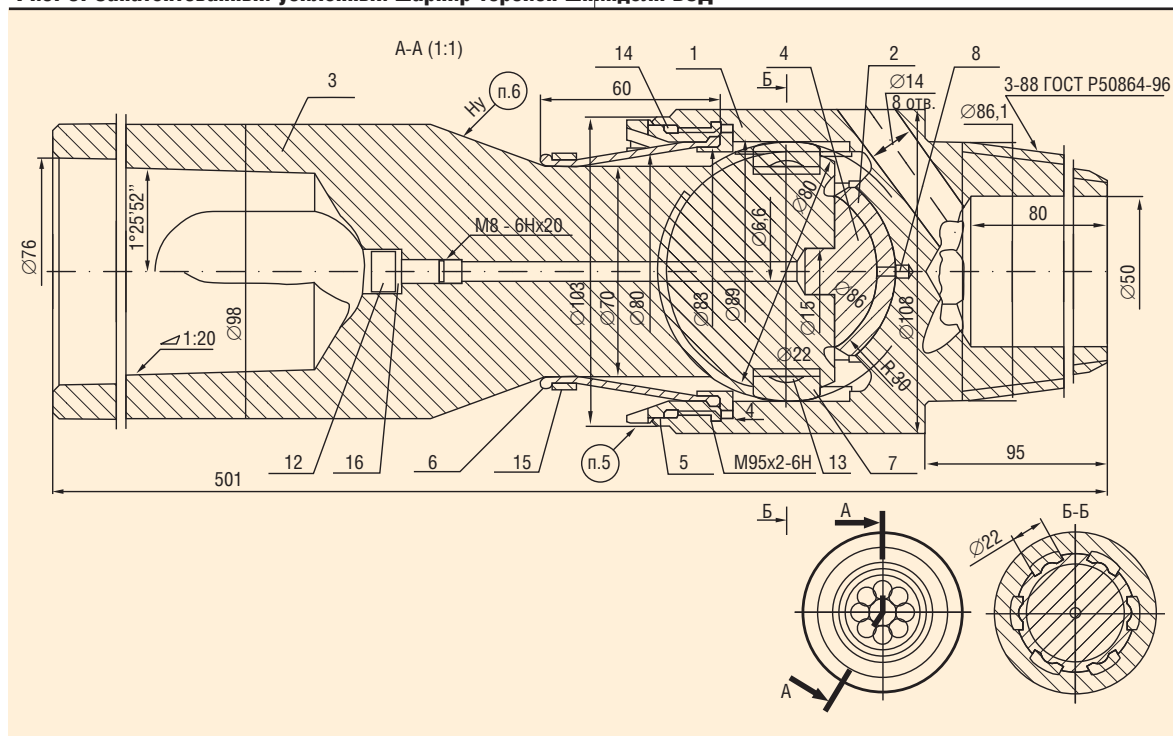
Причем в шпинделе ВЗД намечается разместить и часть элементов ТС, в частности, навигационные и технологические датчики. Благодаря ряду запатентованных ключевых узлов шпинделя, это условие будет выполнено. Данная конструкция положит начало новому поколению отечественных ТС с характеристиками на уровне лучших мировых аналогов.

Итак, укорачивание шпинделя позволяет увеличить интенсивность набора кривизны ствола скважины. Однако на практике это пока не требуется ввиду ограничений прохождения колонны обсадных труб. Следовательно, на соответствующую величину мы можем уменьшить угол в отклонителе, что в сочетании с уменьшением длины шпинделя снижает выступание долота за теоретический цилиндр ствола скважины.

Данное геометрическое «несовершенство» служит причиной возникновения изгибающего момента в КНБК, из-за чего образуются усталостные трещины, а также повышается износ корпусных элементов КНБК. Этот выступ также служит помехой при спуске колонны до забоя и причиной повышенного трения при бурении с роторным вращением: есть много свидетельств превышения механической скорости бурения при слайдировании над скоростью бурения прямолинейных участков скважины.

Кроме трения, изгиб приводит к гидравлическим потерям в винтовой паре забойного двигателя, что указывает на взаимосвязь высоких механических характеристик новых ВЗД с металлическим профилированием статора и увеличение жесткости корпуса статора. Упразднение геометрического «несовершенства» в целом положительно скажется на процессе бурения.

Рис. 8. Запатентованный усиленный шарнир-торсион шпинделя ВЗД



АВТОЗАТВОРНЫЙ ИНСТРУМЕНТ

Установка в КНБК автозатворного инструмента, используемого в основном для пропуска кольматанта в затрубное пространство при прохождении интервалов с поглощениями бурового раствора, и переливного-обратного клапана необходима, однако эти элементы увеличивают жесткость и снижают общую надежность КНБК (рис. 6). Мы предлагаем заменить эти устройства на доработанный ротор ВЗД и шарнир-торсион шпинделя с оснащением их встроенным переливным-обратным клапаном (рис. 7).

Кроме простоты, дешевизны и надежности, данная конструкция не создает дополнительного сопротивления потоку БР и не увеличивает длину КНБК. Функционирует переливной-обратный клапан достаточно просто: при незначительных давлениях и расходах флюида через клапан (в обе стороны) он остается в открытом состоянии. При превышении заранее заданных пороговых значений давления флюида, которые различны для прямого и обратного течения жидкости, клапан закрывается, обеспечивая герметичность. Достаточно большой размер проходных окон позволяет производить кольматирование поглощающих интервалов без вращения ротора ВЗД либо аналогичным образом проводить другую обработку призабойной зоны.

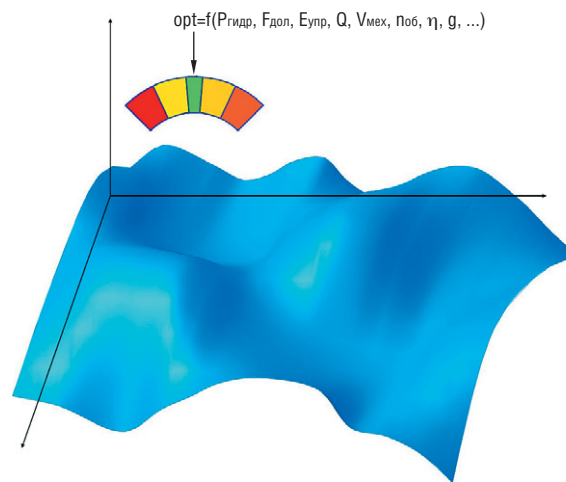
Доработке также подвергся шарнир-торсион шпинделя ВЗД (рис.8), где за счет изменения конструкции удалось увеличить прочность деталей. Прочность и долговечность в данном случае остались аналогичными таковым для существующих шарниров, при этом нам удалось значительно уменьшить диаметр устройства. Это, в свою очередь, позволит разместить в радиальном направлении по окружности укороченного шпинделя часть телеметрических датчиков.

Таким образом, за счет инновационных разработок можно не только обеспечить приближение датчиков ТС к долоту, но и сгенерировать новые возможности самого процесса бурения и тем самым интенсифицировать процесс строительства скважин на новом уровне.

Окончательная цель разработки заключается в автоматизации удержания процесса бурения в оптимальной зоне, что схематично можно представить максимумом полифункциональной поверхности (рис. 9). По совокупности получаемых забойных параметров, данных ГТИ и требований рабочей программы определяется оптимум — зеленая зона экономайзера, в которой показатели бурения будут на данный момент оптимальными.

Разработка более совершенных математических моделей процесса бурения, оперативное получение забойной информации и ее обработка с учетом многофакторности позволят сократить влияние челове-

Рис. 9. Зависимость процесса и стоимости бурения от различных факторов



ческого фактора. В дальнейшем можно будет полностью автоматизировать процесс бурения с оптимизацией корректирования траектории, режимов породоразрушения и выноса шлама (нагрузка на долото и частота его вращения, расход и давление промывочной жидкости, механическая скорость бурения, вибрации, стойкость инструмента и т.д.) для интенсификации строительства скважины и снижения стоимости бурения.

ВЫВОДЫ

На основе проведенного анализа можно сформировать «идеальную» ТС, гармонично встроенную в КНБК для роторно-турбинного бурения, которая позволит повысить эффективность строительства скважин. Элементы и особенности такой ТС следующие:

- канал связи — комбинированный ЭМ с кабельной перемычкой;
- источник питания — комбинированный из скважинного генератора и аккумуляторных батарей;
- информационная составляющая — полный набор навигационных и технологических датчиков, а также части геофизических (азимутально-направленных ГК и ИК), расположенных в укороченном шпинделе ВЗД в максимальной близости от долота, радиально по сечению;
- возможность установки дополнительных геофизических модулей в КНБК по мере необходимости;
- основной геофизический модуль — на основе импульсного генератора нейтронов, который позволяет проводить все радиационные каротажные измерения, включая спектрометрические. ♦