

УДК 622.243.24

ТЕЛЕМЕТРИЧЕСКОЕ СОПРОВОЖДЕНИЕ ПРИ БУРЕНИИ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН

TELEMETRY TRACKING WHEN DRILLING HORIZONTAL WELLS

Мостовой Владислав Алексеевич

оператор по добыче нефти и газа 5 разряда,
ООО «РН-Северная нефть»
vlad11pk@gmail.com

Савенок Ольга Вадимовна

доктор технических наук,
профессор кафедры
Нефтегазового дела
имени профессора Г.Т. Вартумяна,
Кубанский государственный
технологический университет
olgasavenok@mail.ru

Аннотация. В статье рассматривается привлечение сервисной компании с применением телесистемы «Geolink Orienteer» с блоками инклинометрии, гамма-каротажа, резистивиметрии и датчиком вибрации для оказания услуг по высокоточному бурению и геонавигации, что позволит отказаться от ряда каротажей (в частности, каротаж на трубах с использованием комплекса АМК «Горизонт», проводимый при превышении зенитного угла в скважине 45 градусов), обеспечить заданную точность проводки скважины, добиться увеличения скоростей бурения и избежать исправлений ствола скважины (при непопадании в заданную точку или самопроизвольном уводе по азимуту). Телеметрическая система позволяет непрерывно контролировать угол наклона и угол установки отклоняющей компоновки в процессе бурения. Это снижает затраты времени на ориентирование инструмента и инклинометрические исследования.

Ключевые слова: телеметрическое сопровождение; бурение горизонтальных скважин; задачи скважинных измерений телесистемами; телеметрическая система «Orienteer» с гидравлическим каналом связи; разновидности телеметрической системы «Orienteer»; параметры телесистемы «Orienteer»; каротаж в процессе бурения.

Mostovoy Vladislav Alekseyevich

oil and gas production operator
of the 5th category,
LLC «RN-North Oil»
vlad11pk@gmail.com

Savenok Olga Vadimovna

Doctor of technical sciences,
Professor of oil and gas
engineering department
named after professor G.T. Vartumyan
Kuban state technological university
olgasavenok@mail.ru

Annotation. The article discusses the involvement of a service company using the «Geolink Orienteer» telesystem with inclinometry blocks, gamma-ray logging, resistivity measurement and a vibration sensor for providing high-precision drilling and geo-navigation services, which will allow to abandon a number of logging (in particular, logging on pipes using the AMK «Horizon», carried out when the zenith angle in the well exceeds 45 degrees), to ensure the specified accuracy of the well installation, to achieve an increase in drilling speeds and to avoid corrections of the wellbore (in case of missing at a given point or spontaneous displacement in azimuth). The telemetry system allows you to continuously control the angle of inclination and the angle of installation of the deflecting arrangement during the drilling process. This reduces the time spent on tool orientation and inclinometric studies.

Keywords: telemetry support; horizontal drilling; tasks of downhole measurements by telesystems; telemetric system «Orienteer» with a hydraulic communication channel; the Orienteer telemetry system; parameters of the «Orienteer» telesystem; logging while drilling.

Для разработки месторождений нефти и газа в настоящее время стал интенсивно развиваться способ разбуривания отдельных участков продуктивных залежей системами горизонтальных скважин (ГС). Общеизвестно, что без достоверной информации нельзя качественно провести ствол по заданной траектории и при этом необходимо учитывать, что для навигационного сопровождения бурящихся горизонтальных скважин необходимы технические средства и технологические приемы, ко-ренным образом отличающиеся от традиционно используемых при бурении вертикальных скважин.

Практика строительства ГС в России и за рубежом показывает, что универсальные способы их наведения в проектную цель не существует. Выбор точности применяемого технического средства во многом зависит от толщины пласта, типа залежи; диаметр и гибкость его – от минимального радиуса кривизны, диаметра породоразрушающего инструмента и типа скважины; измеряемые параметры – от поставленных геолого-технологических задач.

Вместе с тем, на основе практики и опыта можно достаточно чётко сформулировать главную задачу и общие требования к забойным навигационным системам.

Основную задачу любой навигационной системы можно сформулировать как постоянный контроль за соблюдением запланированной траектории и сохранение положения долота внутри выбранного «коридора», проходящего по простиранию в пределах вскрываемого пласта-коллектора. Именно эта задача обуславливает главные технические требования к забойным навигационным системам, которые должны обеспечивать:

- точность, необходимую для решения поставленных задач;
- получение информации в реальном либо псевдореальном времени (время, при котором произошедшие изменения не могут значительно повлиять на заданные параметры);
- проходимость по стволу сложной конфигурации, гибкость;
- привязку текущих координат к конкретной геологической ситуации (геологическим реперам, маркерам);
- привязку данных по глубине;
- нахождение точки записи в непосредственной близости от забоя;
- сохранение информации при нарушениях работы канала связи и других осложнениях;
- оперативность и наглядность информации.

Задачи скважинных измерений телесистемами

Задачи скважинных измерений системами, использующими каналы связи забой – устье, можно разбить на три основные группы:

- 1) оперативный технологический контроль за режимом бурения скважин с целью его оптимизации;
- 2) контроль направления бурения скважин с целью управления процессом направленного бурения по заданной траектории;
- 3) литологическое расчленение геологического разреза скважины, исследование параметров пластов, не искаженных проникновением фильтрата промывочной жидкости в пласт, выделение пластов-коллекторов, прогнозирование зон аномальных пластовых давлений.

Имея с забоя данные о частоте вращения долота и истинной осевой нагрузке на долото, можно поддерживать режим таким образом, чтобы обеспечивалась максимальная механическая скорость проходки, следить за износом долота, не допуская критических режимов его работы.

В связи с все возрастающими объемами кустового, направленного и горизонтального бурения (в том числе для охраны окружающей среды), весьма актуальной становится проблема контроля за направлением ствола скважины в процессе её бурения, проблема возможности управления этим процессом по намеченной программе. Комплекс измерительных датчиков контроля направления ствола скважины должен состоять из датчиков измерения угла наклона скважины, её азимута. Для управления процессом направленного бурения измерительную систему оборудуют также датчиком положения отклонителя. Описанные две группы датчиков могут быть объединены в одной телеизмерительной системе для оптимизации процесса бурения скважин наклонно-направленного и горизонтального бурения.

В ряде случаев целесообразно в качестве дополнительной информации с забоя иметь данные о расходе промывочной жидкости с целью определения герметичности замковых соединений бурильного инструмента, изучения режима очистки забоя от шлама; целесообразно также измерять температуру на забое с целью изучения теплового режима бурения скважины.

Очень информативным параметром бурения является вибрация бурильного инструмента. Она характеризует как процесс разрушения горных пород, так и свойства разбуриваемых пластов (упругие характеристики, литологический состав и др.).

Измерение геофизических параметров в процессе бурения скважин позволяет получить сведения о литологическом составе и удельных электрических сопротивлениях пластов, не затронутых проникновением фильтрата промывочной жидкости в

пласт, что даёт возможность надёжно выделять продуктивные горизонты, исключая их пропуск, а по изменению характеристик пластов – прогнозировать приближение зон аномально высокого или аномально низкого пластовых давлений, границ продуктивного пласта. Кроме того, наличие в измерительном комплексе геофизических зондов различной глубинности обеспечивает возможность измерений параметров пластов с целью изучения динамики образования зоны проникновения фильтрата промывочной жидкости в призабойной зоне.

Измерение естественной радиоактивности горных пород, окружающих скважину, как правило, даёт возможность провести литологическое расчленение разреза и в комплексе с электрическими характеристиками пласта – выделять границы пласта, расчленять разрез на отдельные пропластки. Как правило, контроль режима бурения осуществляется станцией геолого-технологических исследований по показаниям наземных датчиков. К ним относятся: измерение механической скорости бурения, веса на крюке, расхода промывочной жидкости и давления на стояке, газовый и люминесцентный и др. каротаж.

Данные геофизических исследований, полученные в процессе бурения могут служить в большинстве скважин надёжным критерием интерпретации результатов с целью дальнейшего планирования работ на скважине (опробования объектов, отбора керна и др.). В этих случаях комплекс ГИС, проводимый аппаратурой на кабеле, может быть сокращён, соответственно уменьшено время на задалживание скважин для проведения ГИС.

Объединение перечисленных комплексов в единую телеизмерительную систему требует передачи большого объёма информации и может быть реализовано только с каналом, обладающим высокой пропускной способностью.

Характерной особенностью телеизмерительных систем в процессе бурения является то, что выход из строя любого блока скважинной аппаратуры приводит к потере информации до конца рейса и требует извлечения глубинного прибора на земную поверхность для восстановления его работоспособности.

Повышенные вибрации, воздействие агрессивной и абразивной среды, удары, механические нагрузки на сжатие и растяжение, кручение, повышенные давление и температура – требуют разработки специальных мер защиты, применения износостойких высокопрочных материалов, прочных покрытий.

Учёт специфических требований к скважинным информационно-измерительным системам различного назначения позволяет обеспечить необходимую надёжность систем, продлить срок их эксплуатации в скважинных условиях. Особое значение имеет надёжная работа при значительных вибрациях и механических нагрузках.

Таким образом, комплекс скважинных измерений в процессе бурения (скорости вращения режущего инструмента – долота, осевой нагрузки и крутящего момента, вибрации долота, расхода и температуры промывочной жидкости, угловых параметров траектории) определяет технологический режим бурения, его оптимальность.

Регистрация естественной радиоактивности горных пород, измерение акустических и электрических свойств окружающих скважину горных пород в процессе бурения обеспечивают литологическое расчленение геологического разреза, определение насыщенности пласта, выделение зон аномальных пластовых давлений, пеленгации границ продуктивного пласта на наклонных пологих и горизонтальных участках бурения нефтегазовых скважин.

Телеметрическая система «Orienteer» с гидравлическим каналом связи

Устройство и модули телесистемы

Телесистема «Geolink Orienteer» позволяет гибко и мобильно осуществлять все задачи по точной проводке скважины, используя различные блок-модули телесистемы, подбираемые в зависимости от целей бурения.

Для передачи информации используется изменение давления бурового раствора в бурильной колонне, которое регистрируется датчиками давления, преобразуется в электрический сигнал и передается в наземную систему регистрации. Изменение дав-

ления производится электроникой на короткое время, и полученные импульсы бурового раствора являются носителем информации. Телеметрическая система «Geolink» (рис. 1) использует отрицательные импульсы бурового раствора посредством сброса его части через клапан передатчика в затрубное пространство. Система построена таким образом, что, имея автономное батарейное питание, производит полное измерение всех параметров при выключенных насосах, а затем передаёт их после подачи давления. В режиме бурения производится измерение только положения отклонителя. Для экономии батарейного питания имеется возможность переходить в режим, при котором посылается только минимум информации.



Рисунок 1 – Скважинный прибор в сборе

Узел передатчика (рис. 2) (его ещё называют пульсатором) генерирует импульсы бурового раствора для передачи данных из скважины на поверхность. Импульсы создаются путём регулировки открытия и закрытия клапана внутри передатчика, позволяя малому количеству бурового раствора пройти изнутри бурильной колонны в затрубное пространство ствола, минуя долото. Этим создаётся малая потеря давления внутри бурильной колонны, которая улавливается на поверхности как незначительное падение давления на стояке. Это называется телеметрией негативного импульса.



Рисунок 2 – Схема работы передатчика (пульсатора)

В передатчике также имеется реле давления, способное обнаруживать, включены или выключены насосы бурового раствора. Это реле используется для управления функциями колонны прибора. Узел источника питания имеет мощные литиевые титан-хлоридные батареи, поставляющие питание на всю скважинную компоновку. Имеется возможность дополнительного подключения узла источника питания ниже узла для предоставления достаточного питания при более длительных ходах прибора. Регулятор питания исполнительного механизма регулирует период между открытиями клапана передатчика и длину импульса в соответствии с инструкциями, получаемыми с узла электроники ГИС. Это позволяет преобразовать передачу данных из скважины на поверхность в виде кодированной последовательности импульсов давления (рис. 3).

Узел электроники для геофизических исследований имеет стандартные трёхосные магнетометры и акселерометры для замера наклона (0-180 град), азимута (0-360 град) и положения передней поверхности прибора (0-360 град) – отклонителя. Эта секция также имеет микропроцессор, связанный с реле давления передатчика, регулирующего все функции прибора.

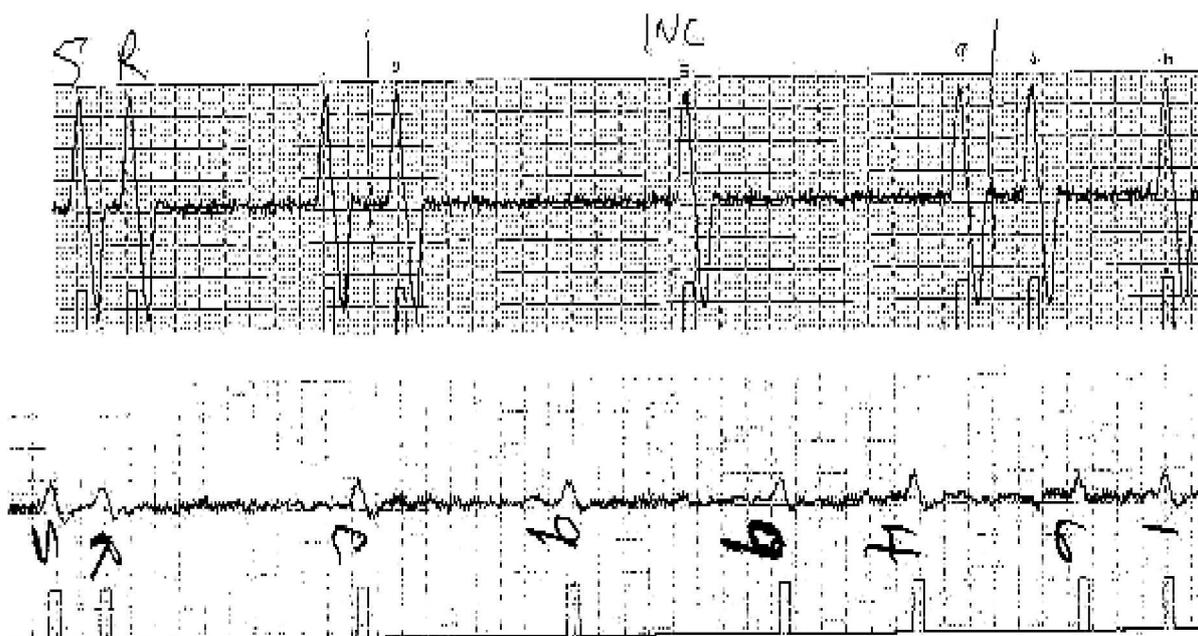


Рисунок 3 – Диаграмма импульсов, получаемая на поверхности

Точную нужную последовательность импульса данных можно задать с поверхности путём цикличной работы насосов бурового раствора в заданном режиме. Путём включения/выключения насосов бурового раствора в заданной последовательности оператор может выбрать тип и разрешающую способность передаваемых данных, например:

- просчитанные или сырые данные съёмки;
- скоростную или стандартную актуализацию данных по передней поверхности прибора;
- передача данных по передней поверхности прибора включена / выключена;
- гамма модуль работает / не работает.

Инклинометрический модуль телесистемы (рис. 4 и 5) устанавливается внизу телесистемы (если не используется Гамма модуль) и имеет блок датчиков – стандартные трёхосные магнетометры и акселерометры, а также электронику управления, позволяющие производить полную инклинометрию и регулировку направления в полном диапазоне наклона 0–180 градусов.

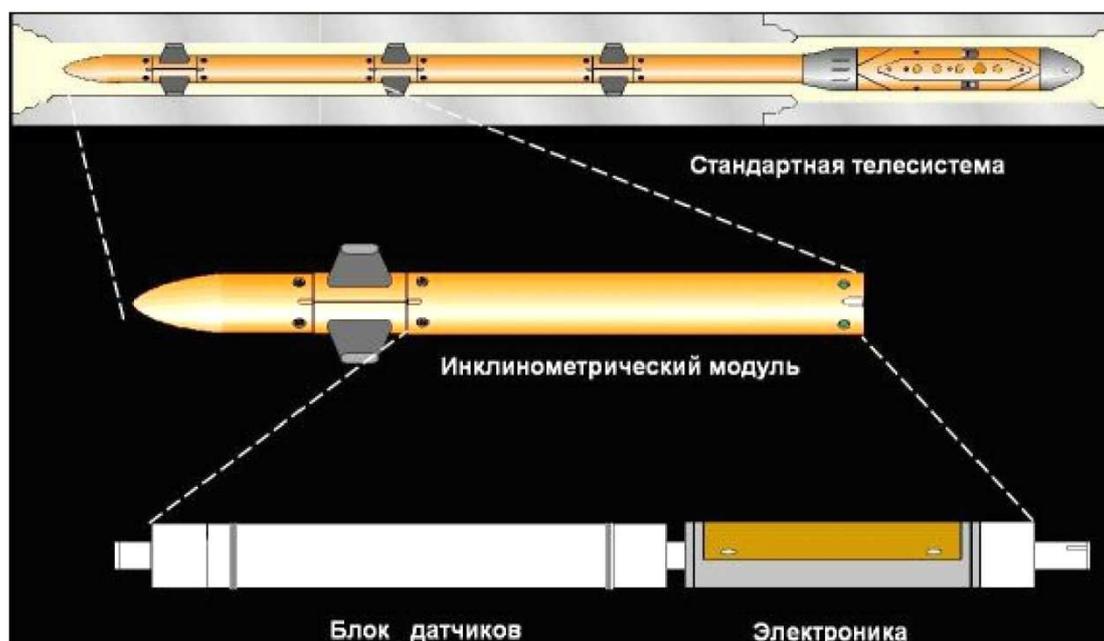


Рисунок 4 – Инклинометрический модуль телесистемы



Рисунок 5 – Инклинометрический модуль в корпусе и отдельно

Прибор программируем как с поверхности, так и в скважине с целью обеспечения следующих характеристик:

1. Возможность полной инклинометрии, причём можно выбирать режим передачи данных: просчитанные данные или сырые. Сырые данные передаются, если применяется корректировка на магнитные помехи бурильной колонны или иную близость датчиков к магнитным массам.

2. Передачу параметров качества съёмки, таких как температура и локальное магнитное поле.

3. Выбор стандартной или скоростной актуализации данных положения передней поверхности прибора. При скоростном режиме прибор записывает скорость изменения положения передней поверхности и автоматически регулирует скорость актуализации данных соответствующим образом. Таким образом, данные по передней части прибора передаются каждые несколько секунд при установке режима, а когда установка произведена, прибор переходит на режим экономии энергии, пока вариации положения передней части прибора не выйдут за рамки установленных ограничений.

4. Автоматическое переключение между актуализацией данных по магнитному и гравитационному положению передней части прибора.

Прибор устанавливается на переход от магнитного режима обчёта на гравитационный, когда наклонение колонны превышает заранее заданное значение (по умолчанию это 3 градуса наклона).

Наземная система (рис. 6) преобразовывает информацию из скважины и выдаёт данные на дисплей в виде азимута, наклонения и положения передней поверхности прибора:



Рисунок 6 – Модули наземного оборудования телесистемы

Инженер по MWD может выбирать между обычным текстуальным дисплеем последней съёмки и информацией об изменении направления, или выбрать графический дисплей, также показывающий данные гамма-каротажа, при наличии такого варианта.

Бурильщик направленного бурения имеет дисплей на буровой установке, показывающий последнюю съёмку, а также информацию о предыдущих изменениях направления. Данные съёмки обрабатываются с целью просчёта имеющихся на данный момент координат и истинной вертикальной глубины и заносятся в базу данных. Данные съёмки можно хранить в формате ASCII или в обычном формате базы данных (DBF) для передачи на другие компьютерные программы по направленному бурению. Информация о предыдущих положениях передней части прибора сохраняется в файле каротажа для последующего анализа, если таковой необходим.

Основные модули наземной системы следующие:

Блок сопряжения системы (SIB) является сердцем системы. Это мультиплексное приспособление, обрабатывающее сырой сигнал со скважинного прибора и направляющее информацию на ряд периферийных устройств системы и от них, а также на портативный ПК. Он имеет устройство двойной фильтрации и выделения полезного сигнала и искробезопасную защиту для датчика давления на стояке и дисплея на буровой установке. Датчики ходов насосов позволяют SIB отсеять шумы и наводки на сигнал вследствие работы насосов. Этим достигается правильная детекция и превосходная распознаваемость сигнала пульсации от передатчика. Вывод сигнала происходит на дисплей компьютера и посредством термального ленточного самописца SIB, а его настройки регулируются с ручного терминала.

Портативный ПК – это основное устройство системы для регулировки и вывода на дисплей. Оно получает поток данных с прибора от SIB и преобразовывает импульсы информации в значимые цифры. Он также получает информацию по прослеживанию глубины от DTU (узел прослеживания глубины), если ведётся гамма-каротаж. Съёмка и другая информация показывается на дисплее и записываются на жёсткий диск по мере их отбора. После этого данные съёмки и положения передней части прибора передаются (через SIB) на дисплей буровой установки (RFD). С целью обеспечения подачи распечатки последовательности импульсов сигнала и обработанных данных к ПК обычно подсоединён простой принтер. Если осуществляется гамма-каротаж, гамма-данные обычно обрабатываются на дополнительном автономном портативном ПК и предоставляются в форме графика на термальном безостановочном самописце (на бумаге или плёнке). Дисплей на буровой установке (RFD) обеспечивает бурильщику возможность контроля за съёмкой и данными положения передней поверхности, получаемыми с инклинометрического прибора и каротажей и, таким образом, регулировать параметры бурения с целью изменения траектории скважины в нужном направлении.

Разновидности телесистем «Orienteer»

Уникальностью телеметрических систем компании «Geolink» является то, что с помощью единого передатчика стандартной системы можно вести работы во всех основных размерах КНБК, от самых больших (241 мм) и до минимальных наружных диаметров. На рисунке 7 показан стандартный передатчик, поскольку все остальные части подземного оборудования телесистем идентичны. Такая стандартная телесистема используется в большинстве случаев бурения и является классической.



Рисунок 7 – Стандартный передатчик для КНБК Ø 120,6–241,3 мм

С помощью простой смены необходимого передатчика и изменения специального немагнитного УБТ (посадочного устройства, переводника) другого диаметра можно подсоединять одну и ту же колонну забойного прибора для использования в компоновках диаметром:

- 89 мм – ультратонкая;
- 73 мм – супертонкая.

Ультратонкая Ultra-Slim (наружный диаметр – 89 мм / 3,5 дюйма) (рис. 8) телеметрическая система «Orienteer» разработана для удовлетворения особых требований постоянно развивающегося сектора бурения малогабаритных скважин.



Рисунок 8 – Ультратонкая система

Основными характеристиками системы являются:

1. Кроме специального передатчика (он показан на рис. 9) эта система использует секции прибора «Orienteer» стандартного размера, т.е. такие же, как и в Стандартной телесистеме. Поэтому нет надобности в приобретении дополнительных приборов. Для сборки нужно лишь заменить передатчик, а все остальные компоненты (преобразователь питания, батареи, инклинометрию, гамма-модуль (если он используется)) поместить в немагнитное УБТ такого же диаметра.

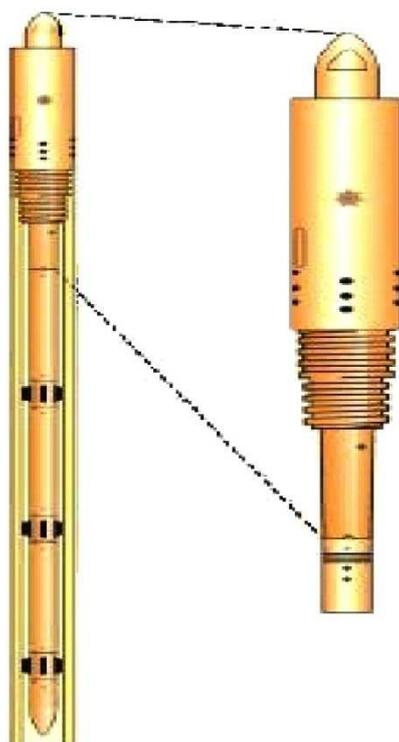


Рисунок 9 – Ультратонкая система в сборе

2. Наземная система используется та же, как и для Стандартной телесистемы.
3. Общий наружный диаметр 89 мм. Нет высадок или специальных стабилизаторов.
4. Передатчик выполнен вместе с немагнитным переводником в одном корпусе специально в целях экономии места и получения такого диаметра.
5. Внутренние соединения с немагнитным УБТ – специальная высокопрочная конструкция двухходовых резьб компании «Geolink». Переводники поставляются с холостыми окончаниями, что позволяет заказчику вырезать форму для соединения по своему выбору.
6. УБТ и переводники изготовлены из бериллиевой меди, что обеспечивает высокую прочность на растяжение и скручивание, необходимую при бурении.
7. Система достаточно гибка для использования при бурении в коротком радиусе. Она рассчитана на искривление до 3,3 градус/метр (1 градус/ фут) при скольжении и на 1,65 градус/метр (0,5 градуса/фут) при вращении.

Супертонкая телесистема Ultra-Lite (наружный диаметр – 73 мм / 2 7/8 дюйма) (рис. 10) была разработана в ответ на возрастающие требования клиентов для использования в крайне узких условиях направленного бурения и навигации, а также для простоты перевозки и лёгкости обслуживания.

Этот вариант телесистемы удобно использовать в условиях колтюбинга.



Рисунок 10 – Супертонкая телесистема

Как и в Ультратонкой телесистеме, Супертонкий передатчик является лишь передающим дополнением и соединяется с остальными компонентами от Стандартной телесистемы «Orienteer». При этом потребляется приблизительно на 30 % меньше энергии батарей по сравнению со Стандартной системой, а значит, срок использования комплекта батарей существенно увеличивается.

Для крепления передатчика к немагнитному УБТ были разработаны уникальные специальные резьбы «Geolink», которые были протестированы на усилие крутящего момента до 12,200 Н/метр и до 400 атмосфер дифференциального давления.

Проектирование Супертонкого передатчика позволяет быстрое и простое обслуживание прямо на буровом участке, таким образом сокращается необходимое время и уменьшаются общие затраты.

Главные особенности Супертонкой системы:

- наружный и внутренний диаметры (73х55 мм);
- очень низкое энергопотребление (срок службы батареи, как правило, > 1000 часов (зависит от выбранного режима использования));
- использование датчиков и батарей Стандартной телесистемы – модульное подключение (Инклинометрия и Гамма);
- способность работать в условиях интенсивного искривления (до 3,3 градуса/метр (1 градус/фут) при скольжении и на 1,65 градуса/метр (0,5 градуса/фут) при вращении);
- короткая полная длина инструмента (7–9 м);
- рабочие пределы перепадов давления на телесистеме – 24–207 атмосфер.

Параметры телесистемы «Orienteer»

Максимальное гидростатическое давление:

- 1020 атмосфер для стандартного исполнения;
- 1360 атмосфер для высокопорного исполнения.

Уровень дифференциального давления ниже телесистемы должен находиться в пределах 20–272 атмосфер для обеспечения оптимальной детекции пульсов при передаче данных по исследованиям на поверхность.

Длина телесистемы составляет от 4,5 м внутри УБТ для стандартной инклинометрической системы (без гамма-каротажа) до 8,0 м (при использовании гамма-каротажа плюс двойные батареи). Вариации телесистем располагаются в немагнитных УБТ (в стандартной телесистеме – это, как правило, длина 9–10 м).

Рекомендуемое содержание песка – до 0,5 % при максимальном потоке бурового раствора. Больше содержание песка возможно при меньшем операционном времени либо при меньшем потоке раствора, но это приводит к более скорому износу и требует частого обслуживания и замены гидравлических деталей.

Рабочая температура – до + 150 °С. На поверхности система использовалась при – 50 °С мороза.

Максимальные ударные нагрузки: до 1000 г / 0,5 миллисекунд.

Максимальные вибрационные нагрузки:

- разнонаправленные – до 20 г при частотах 30–300 Hz;
- однонаправленные – до 30 г при частотах 50–300 Hz.

Каротаж в процессе бурения (LWD)

Модуль гамма-каротажа

Система гамма-каротажа «Orienteer» состоит из легко модифицируемого модуля, как для скважинной, так и для наземной систем (рис. 11).

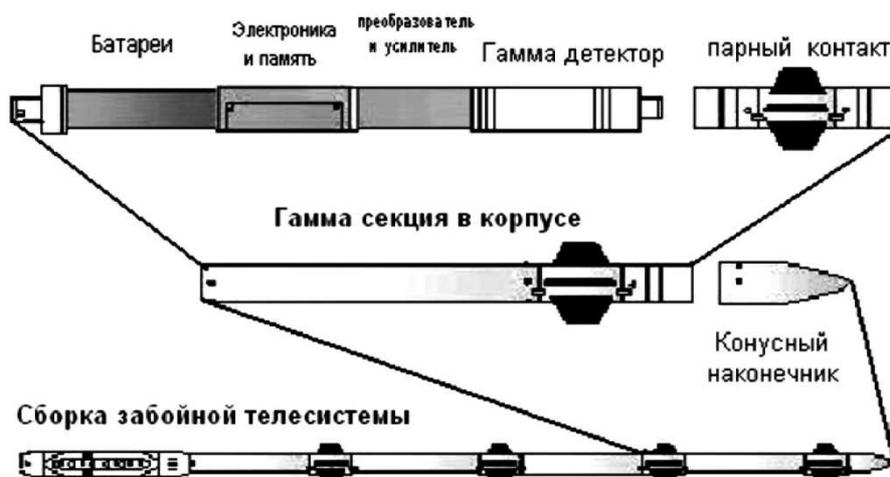


Рисунок 11 – Стандартная сборка телесистемы с блоком гамма-каротажа

Забойный прибор гамма-каротажа прикрепляется к стандартной инклинометрической сборке телесистемы ниже узла электроники ГИС. Имеются его две модификации:

1) стандартный прибор гамма-каротажа: имеет способность вести запись данных гамма-каротажа как в реальном времени при бурении, так и в режиме запоминания ЗУ – с 16-секундным интервалом на протяжении свыше 200 часов бурения;

2) прибор гамма-каротажа с ЗУ повышенной вместимости: имеет способность вести запись данных гамма-каротажа как в реальном режиме бурения, так и в режиме запоминания ЗУ – с 8-секундным интервалом на протяжении свыше 400 часов бурения.

Запоминающее устройство прибора обеспечивает поддержку в случае прерывания передачи данных или обнаружения сигнала, а также каротаж с высокой разрешающей способностью на высоких скоростях бурения.

Калибровка приборов ведётся соответственно стандарту со ссылкой на испытательный участок Университета Хьюстона Американского нефтяного института. Данные с прибора можно представить в эквивалентных единицах API (АНИ) (или AAPI – кажущиеся АНИ) и сравнить непосредственно со сходными приборами MWD и кабельными системами такого каротажа.

Гамма-детектор – это высокопрочный узел сцинтилляционного счётчика и фотумножителя. С целью обеспечения прочности и надёжности оборудования детектор имеет встроенный амортизатор и гаситель вибрации.

Безостановочный термопринтер обеспечивает как черновую, так и окончательную распечатку графика на рулонной или веерной бумаге и рулонной пленке (для последующего копирования)

Данные каротажа можно также выводить в стандартном формате базы данных (DBF) или как LAS на дискету. С наземной системы возможна передача в стандартном для нефтегазовой промышленности формате WITS, если необходимо предоставление данных гамма-каротажа в реальном времени на отдаленный компьютер по проводу коммуникационной связи (рис. 12).

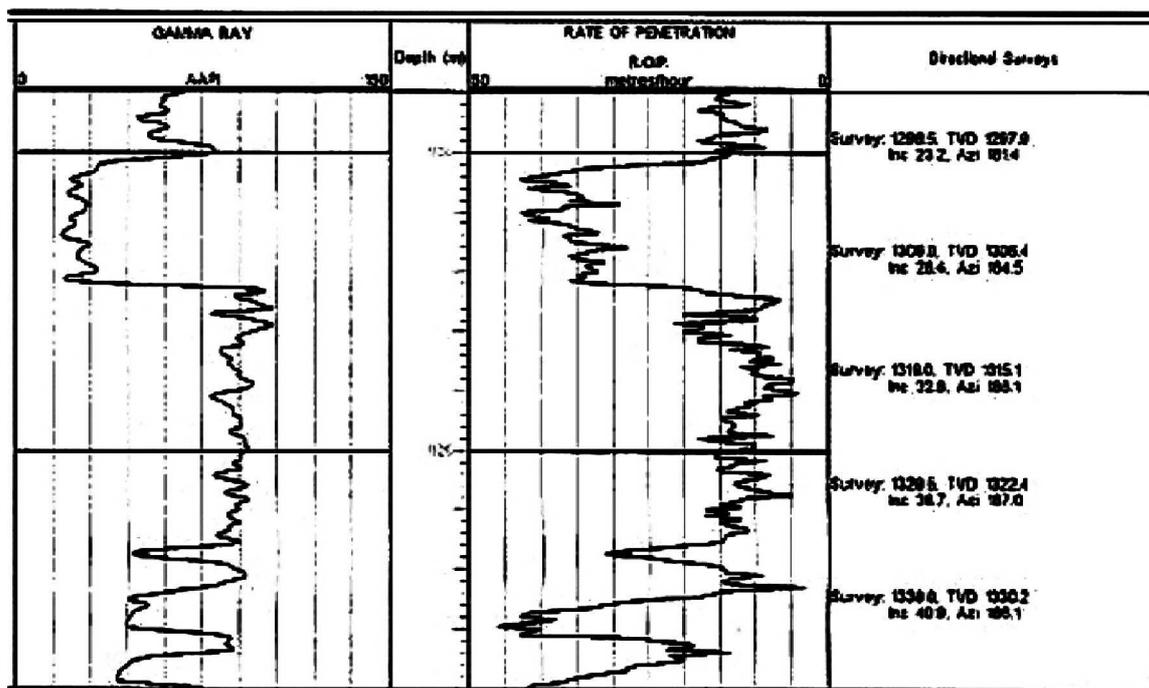


Рисунок 12 – Образец диаграммы гамма-каротажа

Широкое использование типовых устройств распространения волн также обнаружили для геологов и геофизиков проблемы корреляции полученных результатов с обычно используемой и хорошо известной в кабельных исследованиях индукционного каротажа частоте 20 KHz. Особенно это проявляется в условиях, где породы анизотропны (например, при каротаже горизонтальных скважин в пласте).

Исследования должны обеспечивать высокоточные измерения, последовательно и непосредственно сопоставимые с обычно используемыми измерениями кабельного типа (т.н. индукционный каротаж) (рис. 13). Результатом этой философии развития стал модуль TRIM, работающий на частоте 20 KHz и помещённый в минимально коротком переводнике (около 4 м), который может быть подключен к стандартной теле-системе «Orienteer» (с гаммой и без) как потребуется на буровой. Исследования имеют азимутальное направление.

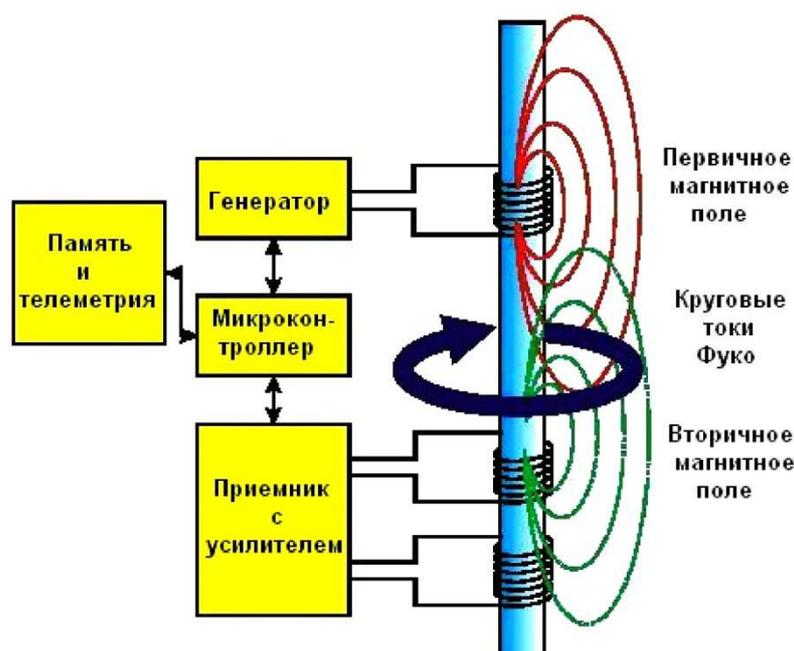


Рисунок 13 – Процесс измерения

Многовibratorная антенна состоит из трёх катушек, размещённых соосно: Генератор-передатчик (Tx), Главный Приёмник (Rx) и Задний Приёмник (BRx).

Антенна передатчика возбуждается специальным усилителем большим переменным током и частотой 20 KHz. Переменный ток производит чередование магнитного поля (первичного) и круговое распространение токов вокруг инструмента и буровой скважины, которое, распространяясь радиально в глубину прилегающих пород, является функцией частоты возбуждения и определяет проводимость (резистивность) пород.

Целью использования двух катушек приёмника (BRx и Rx) является устранение эффекта первичного магнитного поля. Катушки так намотаны, чтобы индуцируемое напряжение в каждой было равно и противоположно, что взаимно сбалансировано, это создаёт эффект отмены прямого взаимного сцепления между приёмником и первичным магнитным полем. Взаимно сбалансированная техника также имеет эффект сосредоточения приёмника, обеспечивая лучшую чувствительность и вертикальное разрешение, чем приёмник с одной катушкой.

Круговой ток, распространяющийся вокруг модуля, производит вторичное магнитное поле, которое наводится непосредственно в приёмники, производя напряжение, что является функцией проводимости породы. Данные проводимости направляются непосредственно в блок электроники инклинометра SEA для передачи в режиме реального времени, а также записываются в память модуля. Это обеспечивает дублирование, и высокое дополнительное разрешение при интерпретации исследований, когда инструмент будет извлечён на поверхность. Память может содержать данные, получаемые каждые 8–200 секунд в зависимости от выбранной установки, чтобы соответствовать ожидаемой скорости проходки и началу сканирования. Можно установить задержку начала сканирования до 864,000 секунд, если потребуется.

Для сопоставления сканируемой глубины осуществляется связь с компьютером наземной системы, которая производится через кабели пульта бурильщика, на которые заводится информация от блока прослеживания глубины DTU.

Данные, получаемые при использовании этого метода, аналогичны применяемым повсеместно кабельным исследованиям, но с лучшим, чем среднее кабельное исследование вертикальным разрешением. Большая глубина исследования уменьшает эффекты влияния на измерение в буровой скважине и любое проникновение раствора в породу. Таким образом, указанный модуль может определять R_t (истинную резистивность породы) без применения сложных корректировок и исправлений во всех типах бурового раствора, включая как на водяной основе, нефтяной основе, так и на газо- и пеноосновах.

На рисунке 14 показан пример исследований, проводимый в скважине в Оклахоме (США) в 1999 году. Отражено исследование модулем TRIM против кабельных исследований ILM и ILD, что подтверждает его превосходную корреляцию.

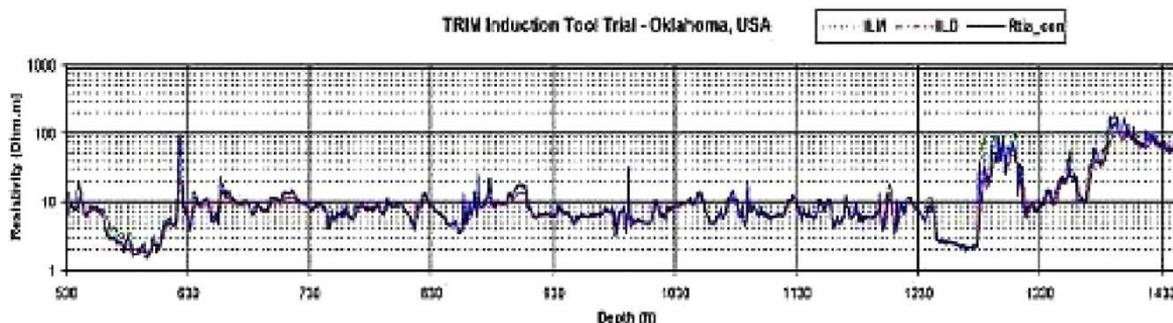


Рисунок 14 – Диаграмма резистивиметрии

Модуль имеет не одинаково радиальную, а азимутальную (боковую) направленность исследований.

Рисунок 15 показывает модуль в разрезе с очертаниями условных силовых линий. Их середина является максимальным уровнем сканирования. Используя поворот буровой колонны можно тем самым фокусировать направленность в требуемой плоскости сканирования.

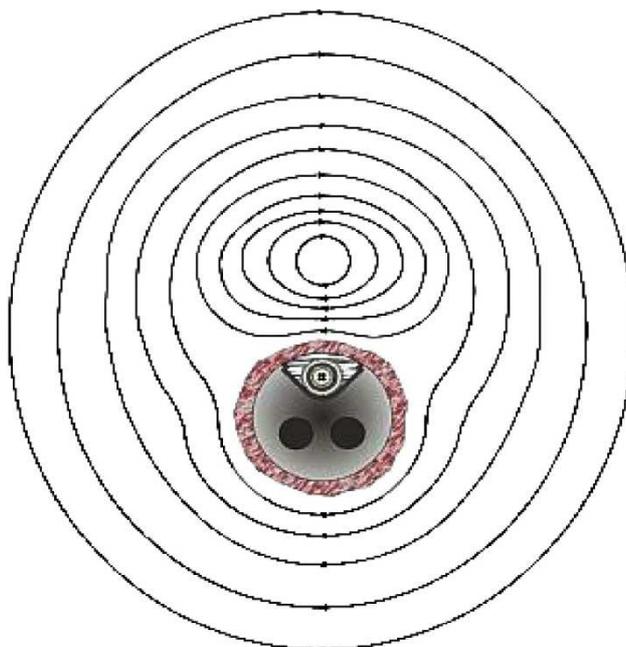


Рисунок 15 – Схема азимутального измерения резистивиметрии

Глубина исследования позволит пользователю определять твёрдые и жидкие границы формаций на некотором расстоянии от буровой скважины. С малыми углами перехвата, типичными в горизонтальных скважинах это обеспечивает возможность регулирования проводки буровой скважины в наиболее производительной части продуктивного пласта и эффективно удерживать это.

Геонавигация

Приведённые выше параметры телесистемы «Geolink Orienteer» позволяют использовать её в качестве многофункционального геонавигационного блок-модуля для решения геолого-технических задач при бурении сложных (по профилю и разрезу) скважин. Блок геонавигации предназначен для оперативного управления проводкой скважин по геофизическим данным, получаемым по электромагнитному каналу связи, и позволяет повысить точность проводки стволов по продуктивному пласту, уменьшить количество, а в некоторых случаях исключить промежуточные каротажи, исключить ошибки в проводке горизонтальных скважин не по продуктивному пласту. Необходимость точной привязки местоположения забоя связана с тем, что продуктивный интервал имеет толщину порядка нескольких метров, ниже которых находится вода.

Гамма-каротаж (ГК) основан на том, что горные породы обладают некоторой, хотя и небольшой радиоактивностью. Гамма-каротаж состоит в измерении интенсивности естественного γ -излучения по стволу скважины. Для этого пользуются скважинным прибором, содержащим индикатор γ -излучения. В результате измерений получают кривую изменения γ -излучения по стволу скважины в масштабе глубины, называемую кривой гамма-каротажа (ГК).

Кривая ГК характеризует γ -активность пород, пересеченных скважиной, и в той или иной степени содержание в них радиоактивных элементов. Применение гамма-каротажа для изучения литологического разреза скважины основано на том, что породы различаются по содержанию в них радиоактивных веществ.

Характер связи между γ -активностью пород и их литологическими свойствами устанавливается для данного района на основе сопоставления кривых ГК с литологическим разрезом ранее пробуренных скважин и сопоставления измерений γ -активности керна с результатами его анализа. Как правило, содержание в породе радиоактивного вещества тем больше, чем больше в ней глинистого материала. В соответствии с этим глинистые пласты будут отмечаться на кривой ГК максимумами, а песчаные и чисто карбонатные – минимумами.

Ввиду того, что γ -излучение обладает большой проникающей способностью и, в частности, проходит через обсадные трубы с не очень большим поглощением, гамма-каротаж можно проводить как в необсаженных, так и в обсаженных скважинах. Это свойство создаёт гамма-каротажу большие оперативные преимущества по сравнению с другими методами промыслово-геофизических исследований.

Модуль инклинометрических преобразователей (МИП) предназначен для измерения в процессе бурения и в статике, без циркуляции промывочной жидкости и передачи на модуль управления и связи зенитного угла, азимута и угла установки отклонителя.

Инклинометрические измерения в скважинах обычно проводятся аппаратурой, спускаемой на каротажном кабеле после бурения. Такая аппаратура не испытывает таких вибраций и ударов, как телесистемы в процессе бурения, поэтому требования к датчикам такого применения значительно ниже, а использовать их в процессе бурения не представляется возможным из-за невысокой надёжности их работы в условиях бурения.

Определение параметров траектории ствола скважины опирается на информацию об углах положения оси скважинного прибора относительно плоскости горизонта (зенитный угол) и плоскости меридиана (азимут), а также знание протяженности скважины (по длине колонны труб или геофизического кабеля). Важным параметром для управления буровым агрегатом является угол отклонителя, т.е. поворот скважинного прибора вокруг оси скважины.

Если рассматривать задачу ориентации скважинного снаряда с теоретических позиций, то для её решения необходимо задать положение (ориентацию) двух неколлинеарных векторов, ориентация которых, с одной стороны, априорно известна в опорной (базовой) системе координат, а с другой – может быть определена относительно скважинного снаряда. Задание лишь одного вектора не позволит определить ориентацию скважинного снаряда вокруг этого вектора. Таким образом, для определения ориентации скважинного снаряда необходимо измерение или моделирование некоторых векторных величин, которые в принципе могут иметь самую различную физическую природу. Учитывая объект ориентации, в настоящее время возможно использование комбинаций из четырёх векторов: вектора силы тяжести, вектора напряжённости магнитного поля Земли, вектора угловой скорости суточного вращения Земли и вектора некоторого реперного направления, заданного у устья скважины.

Определение угла наклона скважинного прибора осуществляется по измерениям проекций ускорения свободного падения g на три взаимно перпендикулярные пространственные оси, можно выделить основной принцип построения инклинометрических систем: определение азимута скважины с помощью трёхосного магнитометра, который по аналогии с акселерометром измеряет проекции напряжённости магнитного поля Земли на три взаимно перпендикулярные пространственные оси.

На основании этих данных и измеренных проекций g после соответствующих вычислений получают значение азимута, угла наклона и угла положения отклонителя в любой точке ствола скважины и его пространственную траекторию. Очевидно, что таким способом траектория строится в магнитных координатах, поскольку азимут скважины отсчитывается от направления на магнитный полюс Земли.

Подавляющее большинство инклинометров, применяемых в необсаженных скважинах, построено на этом принципе. Эти приборы не содержат подвижных элементов, отличаются достаточной вибро- и ударостойкостью и работают в широком диапазоне изменения температур. По точности выработки информации о направлении меридиана они вполне бы устраивали практически любого потребителя (поскольку производится ряд моделей с погрешностью около 0,2 град). Однако погрешность таких «магнитных» навигационных систем сильно зависит от наличия вблизи магнитометров магнитных масс, например, бурильных труб, обсадных колонн и т.п., и в ряде случаев может быть недопустимой. При резке боковых стволов из обсаженных скважин или при кустовом бурении с морских платформ оперативное управление траекторией ствола скважин при помощи таких «магнитных» систем нежелательно, хотя и возможно при некотором удалении от больших магнитных масс.

Исследования, анализ, лабораторные и стендовые испытания некоторых конструкций, близких по техническим требованиям и условиям эксплуатации, забойных телесистем при их длительной непрерывной работе (магнитомодуляционные, двухкоординатные на горизонтируемой платформе, трёхкоординатные, неподвижно закреплён-

ные, хемотронные и акселерометрические) показал, что система трёхкоординатных, магнитомодуляционных и акселерометрических датчиков обеспечивает достаточную точность и надёжность в работе в условиях бурения.

Имея набор отклонений показаний датчика изменения азимута при разных зенитных углах и углах разворота, внесенных в таблицу, можно программно учитывать и вносить поправки в результаты вычислений. На участках, где значения угла зенита и угла разворота не соответствуют точкам замеров при калибровке, используется линейная интерполяция.

Предлагаемый геонавигационный модуль для системы MWD (инклинометрия в процессе бурения) позволяет рассматривать её как систему LWD (каротаж в процессе бурения). Геонавигационный модуль ГНМ состоит из аппаратурно-программного и программно-методического модулей.

Предлагаемый аппаратурно-программный модуль обеспечивает измерение параметров разбуриваемых пород. Для этого используются все компоненты телесистемы и выполненный отдельным конструктивным модулем модуль гамма-каротажа, подключаемый к телесистеме. Возможна регистрация следующих параметров:

- ГК – естественная гамма активность разбуриваемых пород;
- КС – кажущееся удельное сопротивление разбуриваемых пород, определяемое по напряжению и току диполя электромагнитного канала связи;
- ВК – измерение интегрального уровня продольных вибраций буровой колонны акселерометром инклинометрического датчика (виброкаротаж).

Кроме ГК, нет специально организованных зондов, все параметры получаются как производные.

Программно-методический модуль обеспечивает обработку результатов измерений аппаратурно-программного модуля и включает в себя программное обеспечение (программа «GEONAG») и портативный компьютер (Notebook) – может использоваться Notebook, входящий в комплект телесистемы с которой используется модуль, или отдельный.

В гамма-методе изучают естественную радиоактивность горных пород по данным измерений интенсивности естественного гамма-излучения вдоль ствола скважины.

Радиоактивность осадочных горных пород обусловлена присутствием в них радиоактивных элементов – урана, тория, актинии, продуктов их распада, а также изотопа калия.

Содержание радиоактивных элементов в породах измеряется в граммах радия-эквивалента на 1 г породы ($\text{rRa} = \text{экв/г}$). На практике пользуются меньшей единицей микрограммом радия-эквивалента на 1 г породы: 1 мкмг.

Модуль гамма-каротажа выполнен на основе сцинтилляционного блока.

Сцинтилляционный счётчик состоит из фотоэлектронного умножителя, перед фотокатодом которого установлен сцинтиллятор; фотоэлектронный умножитель подключён к измерительной схеме с регистрирующим прибором на её выходе.

Индикатором гамма-излучения является прозрачный кристалл йодистого натрия, активированного таллием – NaI (Tl) , молекулы которого обладают свойством сцинтилляции – испускания фотонов света при воздействии гамма-квантов. Фотоны отмечаются фотоумножителем и вызывают поток электронов к аноду (ток).

Большим преимуществом сцинтиллятора является высокая эффективность счёта (регистрируется до 50–60 % гамма-квантов, проходящих через кристалл) по сравнению с другими типами счётчиков, эффективность которых 1–5 %. Это позволяет уменьшить длину счётчиков с 90 до 10 см, улучшить вертикальное расчленение и обеспечить малую статическую флуктуацию.

При работе с телесистемой LWD используется программное обеспечение аналогичное используемому при работе с телесистемой MWD. Данное программное обеспечение помимо инклинометрических параметров обеспечивает приём, оцифровку, фильтрацию и дешифрацию геофизических параметров, передаваемых телесистемой LWD. Им же осуществляется регистрация, расчёт КС и преобразование геофизической информации в соответствии с тарифовочными данными. Вся технологическая и геофизическая информация построчно записывается в текстовый файл. При частоте передаваемого сигнала 10 Гц строки записываются через 20 с; 5 Гц строки записываются через 40 с; 2,5 Гц строки записываются через 100 с.

Индикатором гамма-излучения является прозрачный кристалл, молекулы которого обладают свойством сцинтилляции – испускания фотонов света при воздействии гамма-квантов. Фотоны отмечаются фотоумножителем и вызывают поток электронов к аноду (ток).

Большим преимуществом сцинтиллятора является высокая эффективность счёта (регистрируется до 50–60 % гамма-квантов, проходящих через кристалл) по сравнению с другими типами счётчиков, эффективность которых 1–5 %. Это позволяет уменьшить длину счётчиков с 90 до 10 см, улучшить вертикальное расчленение и обеспечить малую статическую флуктуацию.

На рисунке 16 приведена диаграмма радиоактивного каротажа, полученная в процессе бурения, и диаграмма стандартного электрического каротажа КС (ПС) на кабеле, снятая позднее в той же скважине. Степень корреляции кривых непрерывного гамма-каротажа и ПС высокая.

Так как гамма-картаж в процессе бурения проводится со скоростью бурения (т.е. при очень медленном перемещении прибора по стволу скважины) и прибор сравнительно долго находится против исследуемых пластов, статистические вариации оказываются минимальными. Отсюда хорошая детализация разреза и сопоставляемость с кривой ПС.

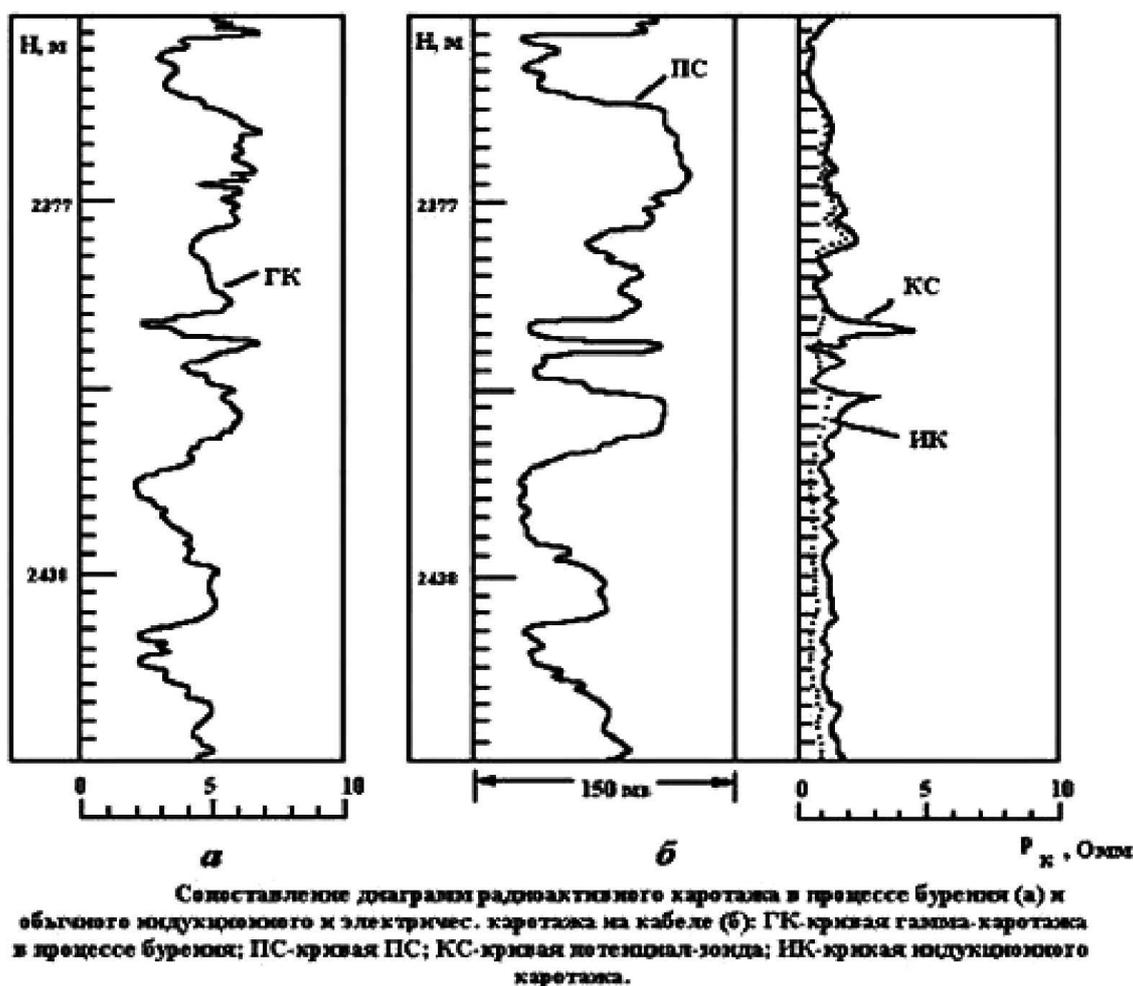


Рисунок 16 – Диаграмма радиоактивного каротажа

Регистрация естественной радиоактивности горных пород, окружающих скважину горных пород в процессе бурения обеспечивают литологическое расчленение геологического разреза. Среди осадочных пород наиболее радиоактивными являются глины и калийные соли. Содержание радиоактивных элементов в глинах достигает 30 мкмкг Ra-экв/г и больше, причём более радиоактивными являются тонкодисперсные тёмноокрашенные битуминозные глины морского происхождения. Поэтому на диаграммах максимальные показания соответствуют глинам и калийным солям.

Радиоактивность песков, песчаников, известняков, доломитов меньше, чем глин, и не превышает 8 мкмкг Ra-экв/г. Для этих пород установлена достаточно тесная прямая зависимость радиоактивности от содержания глинистого материала в породе, используемая на практике при оценке глинистости пород-коллекторов по данным гамма-метода. Характеризуются промежуточными показаниями.

Наименьшую радиоактивность имеют породы гидрохимического комплекса: гипсы, ангидриты, каменная соль, за исключением калийной соли.

Электрический каротаж в процессе бурения скважин

Влияние вариации частоты зондирующего сигнала модуля КС на точность измерения удельного электрического сопротивления разбуриваемой породы определяется частотной дисперсией электрических характеристик. Экспериментальные исследования показали, что в диапазоне частот 100 Гц – 1 МГц имеет место сильнейшая частотная дисперсия диэлектрической проницаемости физических сред при незначительной дисперсии удельного сопротивления. В работе приведены результаты экспериментов по частотной дисперсии электрических характеристик в диапазоне частот от 100 Гц до микроволновой области. Исследовалась частотная зависимость диэлектрической проницаемости ϵ и удельной электрической проводимости σ для типичной суглинистой почвы со средним содержанием воды около 10 % по массе.

На низких частотах диэлектрическая проницаемость почвы очень велика, что присуще большинству геологических материалов и не связано с влиянием измерительных электродов. На частотах примерно до 1 МГц эквивалентная проводимость постоянна, т.е. проводимость на постоянном токе в основном определяет потери в материале. Таким образом, разработанная схема электрического каротажа КС вполне обоснована и позволяет получить достоверную геофизическую информацию.

Функциональная схема модуля КС

Известные методы электрического каротажа скважин имеют ряд недостатков и ограничений. Традиционный метод электрического каротажа выполняется спуском на геофизическом кабеле каротажных зондов с последующим измерением разности потенциалов. Измерения требуют прерывания процесса бурения и освобождения скважины от колонны бурильных труб с долотом. Данным методом достаточно сложно проводить геофизические исследования (ГИС) в процессе бурения.

Отличительной особенностью разработанного геофизического модуля КС является простота реализации, высокая надёжность в эксплуатации и повышенная помехозащищённость, обеспеченная значительной мощностью зондирующего сигнала 100 Вт и более.

В разработанном модуле фактический диаметр скважины и фильтрат бурового раствора практически не влияет на результаты измерений.

Разработанный и изготовленный модуль КС встроен в аппаратную часть забойной телеметрической системы и прошёл промышленные испытания.

Скважинные испытания модуля КС в процессе бурения

Макетный образец модуля КС успешно испытан при бурении скважин №№ 5271 и 5410 Уренгойского газоконденсатного месторождения.

На рисунке 17 показана диаграмма кажущегося сопротивления, полученная в процессе бурения скважины № 5410 Уренгойского ГКМ. Электрический каротаж проведён в интервале глубин по стволу скважины 2920–3115 м, механическая скорость – 6,5 м/ч, время бурения – 29,6 часов. Показатели свойств бурового раствора: показатель фильтрации – 1,6 см³/с, вязкость – 70 с, плотность – 1200 кг/м³. Компоновка низа бурильной колонны: долото 215,9 МС-ГНУ, забойный двигатель-отклонитель Д-195, телесистема, бурильные трубы ТБПВ127Х9. Кривая сопротивления (кривая 1) выделяет границу глинистой кровли и нефтенасыщенного пласта высокого сопротивления БУ9. При корреляции разреза по кривой гамма-каротажа (кривая 2) кровля продуктивного пласта БУ9 отбивается на глубине 2706 м по вертикали, что соответствует данным электрического каротажа с телесистемы. С глубины 2722 м пласт БУ9 сложен водонасыщенным песчаником, что подтверждается кривой 1, показывающей снижение удельного сопротивления в нижней части пласта БУ9.

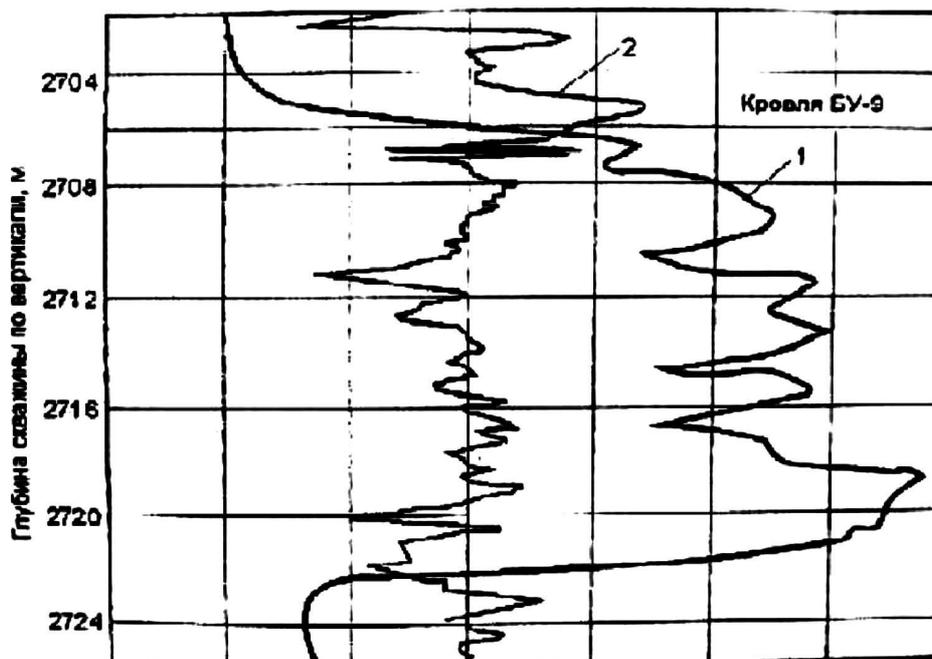


Рисунок 17 – Диаграмма каротажей скважины № 5410 Уренгойского газоконденсатного месторождения:
 1 – кажущееся сопротивление в процессе бурения с забойной телеметрической системой ЗТС;
 2 – ГК при окончательном каротаже в колонне бурильных труб

На рисунке 18 изображена диаграмма электрического каротажа скважины № 5271 в сравнении со стандартной кривой КС. Сравнительный анализ данных, полученных модулем КС (кривая 2) и стандартной аппаратурой каротажа (кривая 1), показывает хорошую корреляцию, работоспособность и эффективность модуля КС.

Исключительный интерес представляет измерение вибраций бурового инструмента в процессе бурения. Частотный и амплитудный спектр вибрационных колебаний характеризует упругие свойства горных пород и, в свою очередь, несёт информацию о литологическом составе разбуриваемого пласта.

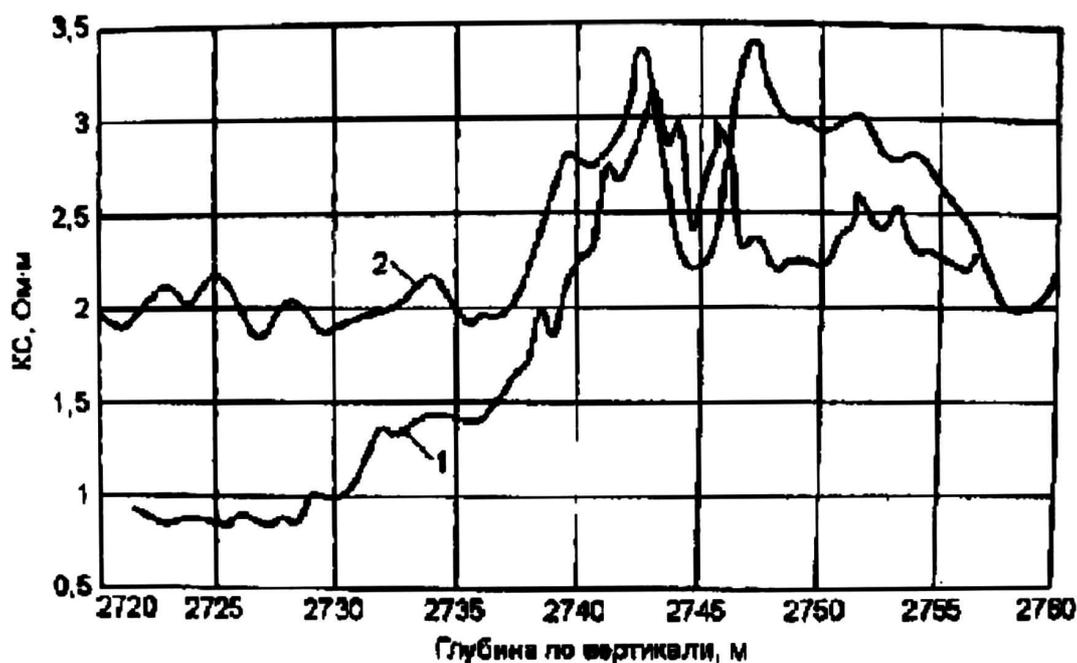


Рисунок 18 – Диаграмма электрического каротажа по скважине № 5271 Уренгойского газоконденсатного месторождения:
 1 – каротаж в процессе бурения забойной телеметрической системой ЗТС;
 2 – стандартный каротаж, кривая КС

Регистрируя сигнал от вибродатчика продольных колебаний, установленного вблизи долота, и, исследуя частотный спектр сигнала при бурении в различных блоках горного массива, можно заметить основную гармонику, равную трёхкратной частоте вращения долота (по количеству шарошек). С увеличением твердости разбуриваемых пород растет амплитуда сигнала вибрации, частотный спектр колебаний достаточно хорошо дифференцируется и коррелируется с данными акустического каротажа, надёжно дифференцируя разрез по буримости.

Учитывая то, что одинаковая буримость горных пород характеризует определённую горную породу, то достаточно передавать на дневную поверхность индекс буримости от 1 до 10.

Высокая корреляция данных виброкаротажа с данными акустического каротажа позволяет использовать его в качестве важного геофизического параметра для детального расчленения геологического разреза, его прогнозирования. Тесная связь параметра вибрации с результатами акустического каротажа даёт возможность получать информацию о прочностных свойствах разбуриваемых пород и использовать эти данные для технологического контроля процесса бурения (рис. 19).

На уровне количественных свойств и отношений для бурящейся скважины можно указать конечное множество переменных, практически полно описывающих процесс разрушения горных пород.

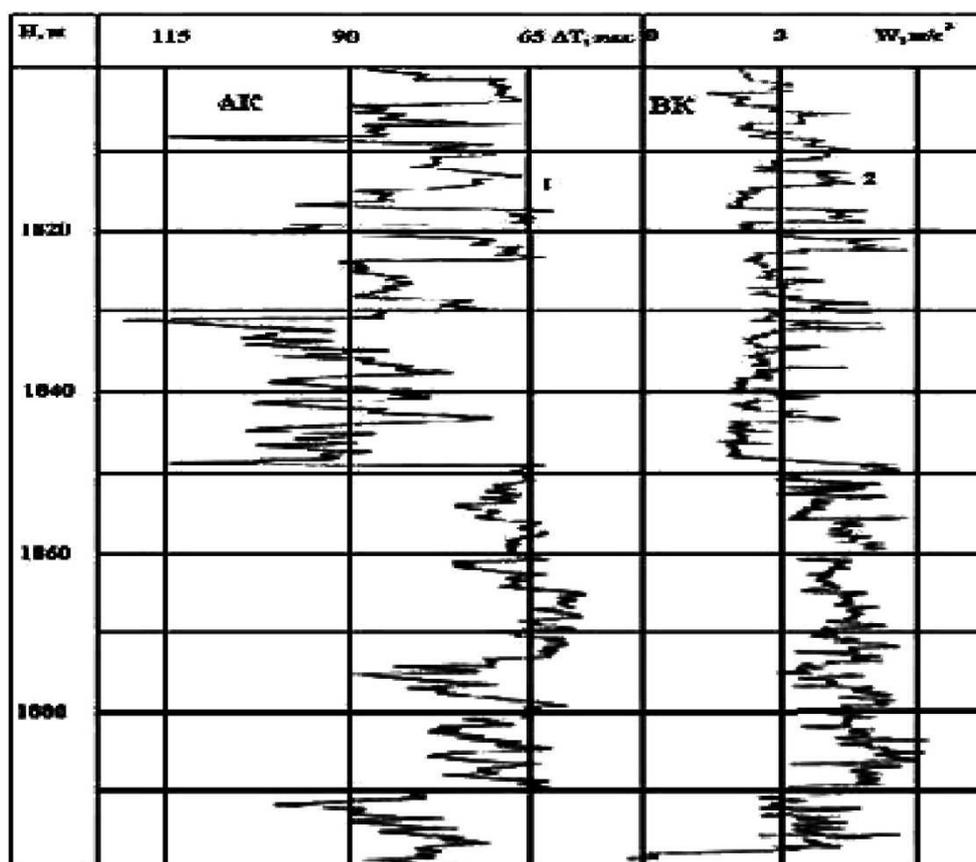


Рисунок 19 – Сравнительная характеристика данных акустического каротажа и виброграммы

Установлены тесные корреляционные связи между буримостью горных пород и их геофизическими параметрами по данным измерений электрических, акустических и плотностных характеристик. Это даёт возможность, исследуя механический процесс разрушения горных пород через вибрационные характеристики, определять механические свойства горных пород и выбрать оптимальный режим работы долота.

С целью практической реализации определения скорости вращения долота через измерение на забое вибраций бурового инструмента были выполнены измерения на модели бурового станда. Акселерометр типа АДХЛ 50 АН жёстко закрепляли на

шасси скважинного прибора, сигналы с датчика после линейного усилителя (коэффициент усиления 8) подавались на вход АЦП и по шине RS 232 на порт Notebook IBM. Спектр энергий вычисляли по программе преобразований Фурье. Сравнимая скорость вращения бура с данными спектрограмм, надёжно выделялись максимумы энергии этих частот, соответствующие определяемым скоростям вращения долота.

Таким образом, используя в скважинном приборе вычисления спектров вибросигнала с помощью сигнального процессора фирмы «Analog Device», по данным измерений вибраций можно определить скорость вращения долота.

Известно, что горизонтальные скважины являются более выгодными с точки зрения добычи нефти, дебиты которых зависят от длины горизонтального участка скважины.

Появились идеи совмещения процесса бурения с геофизическими и технологическими измерениями с помощью датчиков, установленных в бурильной колонне вблизи долота.

Необходимость расширения геофизического комплекса методов на различной физической основе обусловила создание цифровой комплексной скважинной аппаратуры, когда измеряются большое количество различных геофизических параметров, передаваемых по беспроводным каналам связи к наземной обрабатывающей и регистрирующей аппаратуре.

Однако как бы ни были совершенны зарубежные и отечественные инклинометрические телесистемы, большой процент наклонно-направленных и горизонтальных скважин проводится не по продуктивному пласту и с точки зрения геофизики вслепую. Причиной этого является отсутствие геофизической информации в процессе бурения.

Есть два подхода его решения:

- 1) при бурении проводить привязочные каротажи;
- 2) использование системы, регистрирующие геофизические параметры и передающие их на поверхность в режиме реального времени (непосредственно при бурении), так называемые LWD-системы. Данный подход обладает преимуществом по сравнению с первым, так как возможна более оперативная корректировка траектории скважины и не затрачивается дополнительное время на привязочные каротажи.

Приём и обработка информации на поверхности при работе с телесистемами осуществляется с помощью IBM PC, что гарантирует качество и надёжность приёма и обработки скважинной информации. Основное преимущество систем с дистанционной передачей заключается в возможности немедленного поступления глубинной информации к оператору.

Литература:

1. Техничко-технологический регламент на проектирование и строительство скважин : Стандарт предприятия. – Мегион : ОАО «СН-МНГ», 2000.
2. Зональный рабочий проект на строительство эксплуатационных горизонтальных скважин на пласт БУ₈. – Тюмень : ОАО «СибНИИНП», 2003.
3. Инструкция по бурению наклонных скважин с кустовых площадок на нефтяных месторождениях Западной Сибири : РД 39-0148070-6.027-86. – Тюмень : СибНИИНП, 1986.
4. Басарыгин Ю.М. [и др.]. Строительство наклонных и горизонтальных скважин. – М. : Издательство «Недра», 2000. – 262 с.
5. Бердин Т.Г. Проектирование разработки нефтегазовых месторождений системами горизонтальных скважин. – М. : ООО «Недра-Бизнесцентр», 2001. – 199 с.
6. Булатов А.И., Просёлков Е.Ю., Просёлков Ю.М. Бурение горизонтальных скважин : справочное пособие. – Краснодар : Издательство «Советская Кубань», 2008. – 419 с.
7. Булатов А.И., Просёлков Ю.М. Справочник по бурению горизонтальных скважин : справочное пособие. – Краснодар : Издательство «Советская Кубань», 2008. – 354 с.
8. Булатов А.И., Савенок О.В. Осложнения и аварии при строительстве нефтяных и газовых скважин. – Краснодар : ООО «Просвещение-Юг», 2010. – 522 с.
9. Булатов А.И., Савенок О.В. Заканчивание нефтяных и газовых скважин: теория и практика. – Краснодар : ООО «Просвещение-Юг», 2010. – 539 с.
10. Булатов А.И. [и др.]. Экология при строительстве нефтяных и газовых скважин : учебное пособие для студентов вузов. – Краснодар : ООО «Просвещение-Юг», 2011. – 603 с.

11. Булатов А.И., Савенок О.В. Капитальный подземный ремонт нефтяных и газовых скважин: в 4 томах. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2012–2015. – Т. 1–4.
12. Булатов А.И., Савенок О.В. Практикум по дисциплине «Заканчивание нефтяных и газовых скважин»: в 4 томах : учебное пособие. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2013–2014. – Т. 1–4.
13. Булатов А.И., Савенок О.В., Яремийчук Р.С. Научные основы и практика освоения нефтяных и газовых скважин. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2016. – 576 с.
14. Булатов А.И., Качмар Ю.Д., Савенок О.В., Яремийчук Р.С. Освоєння нафтових і газових свердловин. Наука і практика : монографія. – Львів : Сполом, 2018. – 476 с.
15. Кудинов В.И. [и др.]. Строительство горизонтальных скважин. – М. : ЗАО «Издательство «Нефтяное хозяйство», 2007. – 688 с.
16. Савенок О.В., Качмар Ю.Д., Яремийчук Р.С. Нефтегазовая инженерия при освоении скважин. – М. : Инфра-Инженерия, 2019. – 548 с.
17. Савенок О.В., Ладенко А.А. Разработка нефтяных и газовых месторождений. – Краснодар : Изд. ФГБОУ ВО «КубГТУ», 2019. – 267 с.
18. Сучков Б.М. Горизонтальные скважины. – Москва-Ижевск : НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика», 2006. – 424 с.
19. Третьяк А.Я., Савенок О.В., Швец В.В. Охрана труда и техника безопасности при бурении и эксплуатации нефтегазовых скважин : учебное пособие для студентов ВУЗов, обучающихся по направлению «Нефтегазовое дело». – Новочеркасск : Издательство «Лик», 2016. – 290 с.
20. Технология бурения горизонтальных скважин с помощью телесистемы в Заполярном круге. – URL : http://knowledge.allbest.ru/geology/2c0a65625b3ad79b5c53b88521306c37_0.html
21. Галикеев И.А., Иванова Т.Н., Рябов П.П. Анализ забойного телеметрического оборудования на современном этапе развития бурения скважин // Булатовские чтения: материалы II Международной научно-практической конференции (31 марта 2018 года): в 7 томах : сборник статей; под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенок. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2018. – Т. 3: Бурение нефтяных и газовых скважин. – С. 72–75.
22. Доброчасов А.И., Попова Ж.С., Саломатов В.А. Техничко-технологические решения по повышению эффективности бурения боковых горизонтальных стволов на месторождениях Западной Сибири // Булатовские чтения: Материалы I Международной научно-практической конференции (31 марта 2017 года): в 5 томах: сборник статей; под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенок. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2017. – Т. 3: Бурение нефтяных и газовых скважин. – С. 76–82.
23. Евдаков С.Н., Лубянова С.И. Технология проводки горизонтальных скважин телеметрическими системами с беспроводным электромагнитным каналом на примере телеметрической системы малого диаметра ЗТС-42ЭМ-М // Булатовские чтения: Материалы I Международной научно-практической конференции (31 марта 2017 года): в 5 томах : сборник статей; под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенок. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2017. – Т. 3: Бурение нефтяных и газовых скважин. – С. 83–84.
24. Кузнецов В.А., Абишев А.Г., Бейлярова Г.А. Новые способы бурения многоствольных горизонтальных скважин // Булатовские чтения: Материалы I Международной научно-практической конференции (31 марта 2017 года): в 5 томах : сборник статей; под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенок. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2017. – Т. 3: Бурение нефтяных и газовых скважин. – С. 135–137.
25. Кусов Г.В., Березовский Д.А., Савенок О.В. Перспективы разработки Самбургского нефтегазоконденсатного месторождения. Особенности резки боковых стволов // Научный журнал Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2017. – № 3. – С. 73–99
26. Мостовой В.А., Савенок О.В. Технология бурения горизонтальных скважин с помощью телесистемы на Северо-Уренгойском нефтегазоконденсатном месторождении // Научный журнал Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2019. – № 1. – С. 316–333.
27. Сафронов С.И., Дё А.Д., Шафигуллин А.М. Анализ телеметрической системы с комплексом геофизических приборов для каротажа в режиме реального времени // Булатовские чтения: материалы II Международной научно-практической конференции (31 марта 2018 года): в 7 томах : сборник статей; под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенок. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2018. – Т. 3: Бурение нефтяных и газовых скважин. – С. 295–302.
28. Savenok O.V., Arutyunyan A.S., Petrushin E.O., Likhacheva O.N., Kusov G.V. Secondary opening of productive layers // Advances in Engineering Research, volume 133 Proceeding of the International Conference «Actual Issues of Mechanical Engineering» 2017 (AIME 2017) Pages: 734–741.

References:

1. Technical-technological regulations for well design and construction : Standard of the enterprise. – Megion : OJSC «SN-MNG», 2000.
2. Zonal working design for construction of production horizontal wells on formation BU₈. – Tyumen : JSC «SibNIINP», 2003.
3. Instruction on drilling of inclined wells from well pads on oilfields in Western Siberia : RD 39-0148070-6.027-86. – Tyumen : SibNIINP, 1986.
4. Basarygin Y.M. [et al.]. Construction of inclined and horizontal wells. – M. : Publishing house «Nedra», 2000. – 262 p.
5. Berdin T.G. Design of the oil and gas field development by the horizontal well systems. – M. : LLC «Nedra-Business Center», 2001. – 199 p.
6. Bulatov A.I., Proselkov E.Yu., Proselkov Yu.M. – Krasnodar : Publishing house «Soviet Kuban», 2008. – 419 p.
7. Bulatov A.I., Proselkov Yu.M. Reference book on the horizontal wells drilling : reference book. – Krasnodar : Publishing house «Soviet Kuban», 2008. – 354 p.
8. Bulatov A.I., Savenok O.V. Complications and accidents at the oil and gas wells construction. – Krasnodar : LLC Prosveshchenie-South, 2010. – 522 p.
9. Bulatov A.I., Savenok O.V. Completion of the oil and gas wells: theory and practice. – Krasnodar : LLC Prosveshchenie-South, 2010. – 539 p.
10. Bulatov A.I. [et al.]. Ecology in construction of oil and gas wells : textbook for university students. – Krasnodar : Prosveshchenie-South LLC, 2011. – 603 p.
11. Bulatov A.I., Savenok O.V. Underground overhaul of the oil and gas wells: in 4 volumes. – Krasnodar : Publishing House - South, 2012–2015. – T. 1–4.
12. Bulatov A.I., Savenok O.V. Workshop on the discipline «Completion of oil and gas wells»: in 4 volumes : manual. – Krasnodar : Publishing House - South, 2013–2014. – T. 1–4.
13. Bulatov A.I., Savenok O.V., Yaremychuk R.S. Scientific bases and practice of oil and gas wells development. – Krasnodar : Publishing House – South, 2016. – 576 p.
14. Bulatov A.I., Kachmar Y.D., Savenok O.V., Yaremychuk R.S. Development of the naphtha and gasvich sverdrovin. Science and practice : monograph. – Lviv : Spole, 2018. – 476 p.
15. Kudinov V.I. [et al.]. Construction of horizontal wells. – M. : CJSC «Oil Industry Publishing Household», 2007. – 688 p.
16. Savenok O.V., Kachmar Yu.D., Yaremychuk R.S. Oil and gas engineering in the course of well development. – M. : Infra-Engineering, 2019. – 548 p.
17. Savenok O.V., Ladenko A.A. Development of the oil and gas fields. – Krasnodar : Published by FGBOU VPO KubGTU, 2019. – 267 p.
18. Suchkov B.M. Horizontal wells. – Moscow-Izhevsk : Research Center «Regular and chaotic dynamics», 2006. – 424 p.
19. Tretyak A.Y., Savenok O.V., Shvets V.V. Occupational health and safety during drilling and operation of oil and gas wells : textbook for university students studying in the field of «Oil and gas business». – Novochoerkassk : Lik Publishing House, 2016. – 290 p.
20. Horizontal well drilling technology with the help of a television system in the Polar Circle. – URL : http://knowledge.allbest.ru/geology/2c0a65625b3ad79b5c53b88521306c37_0.html
21. Galikheyev I.A., Ivanova T.N., Ryabov P.P. Analysis of downhole telemetric equipment at the present stage of well drilling development // Bulatovskie readings: Proceedings of the II International Scientific-Practical Conference (March 31, 2018): in 7 volumes : collection of articles; under the editorship of Dr. O.V. Savenok, prof. – Krasnodar : Publishing House – South, 2018. – Vol. 3: Drilling of oil and gas wells. – P. 72–75.
22. Dobrochasov A.I., Popova Z.S., Salomatov V.A. Technical and technological solutions to improve the efficiency of horizontal drilling at the fields of Western Siberia // Bulatovskie readings: Materials of the I International Scientific and Practical Conference (March 31, 2017): in 5 volumes : a collection of articles; under the editorship of Dr. O.V. Savenok, Professor. – Krasnodar: Publishing House – South, 2017. – Vol. 3: Drilling of oil and gas wells. – P. 76–82.
23. Yevdakov S.N., Lubyanova S.I. Technology of horizontal well wiring by telemetry systems with wireless electromagnetic channel on the example of small diameter telemetry system ZTS-42EM-M // Bulatovskie readings: Proceedings of the I International scientific-practical conference (March 31, 2017): in 5 volumes : collection of articles; under the editorship of Dr. O.V. Savenok. – Krasnodar : Publishing House – South, 2017. – Vol. 3: Drilling of oil and gas wells. – P. 83–84.
24. Kuznetsov V.A., Abishev A.G., Beilyarova G.A. New ways of drilling multilateral horizontal wells // Bulatovskie readings: Materials of the I International Scientific-Practical Conference (March 31, 2017): in 5 volumes : a collection of articles; under the general editorship of Dr. O.V. Savenok. – Krasnodar : Publishing House – South, 2017. – Vol. 3: Drilling of oil and gas wells. – P. 135–137.

25. Kusov G.V., Berezovsky D.A., Savenok O.V. Development prospects of Samburgskoye oil and gas condensate field. Features of sidetracking // Science Journal. Technique. Technologies (polytechnic bulletin). – Krasnodar : Publishing House - South, 2017. – № 3. – P. 73–99

26. Mostovoy V.A., Savenok O.V. Horizontal well drilling technology with the help of a telesystem at the Severo-Urengoykoye oil and gas condensate field // Scientific journal of Science. Technique. Technologies (polytechnic bulletin). – Krasnodar : Publishing House - South, 2019. – № 1. – P. 316–333.

27. Safronov S.I., Deu A.D., Shafigullin A.M. Analysis of the telemetric system with a complex of geophysical instruments for real-time logging // Bulatovskie readings: Proceedings of the II International Scientific-Practical Conference (March 31, 2018): in 7 volumes : collection of articles; under the editorship of Dr. O.V. Savenok. – Krasnodar : Publishing House - South, 2018. – Vol. 3: Drilling of oil and gas wells. – P. 295–302.

28. Savenok O.V., Arutyunyan A.S., Petrushin E.O., Likhacheva O.N., Kusov G.V. Secondary opening of productive layers // Advances in Engineering Research, volume 133 Proceeding of the International Conference «Actual Issues of Mechanical Engineering» 2017 (AIME 2017) Pages: 734-741.