

Разработки АО НПП «ВНИИГИС» для повышения изученности нефтегазовых горизонтов: керноотборник «КЕРН-М», аппаратура ГДК-ОПК «ДИП» и «ГДК-72», аппаратура микросейсмического мониторинга АСПУ-МСМ

■ Сергеев А. А., Перелыгин Д. В., АО НПП «ВНИИГИС», г. Октябрьский.

Аннотация: АО НПП «ВНИИГИС» является одним из крупнейших научно-производственных центров геофизических исследований скважин в России. В настоящее время компания представляет собой собственно ВНИИГИС и группу целого ряда малых предприятий, занимающихся сервисными работами, созданием и усовершенствованием совместно с ВНИИГИС новых разработок, направленных на решение сложных геолого-технических задач.

ВНИИГИС на протяжении 69 лет работает над созданием современной технологической платформы, отвечающей сегодняшним вызовам нефтегазовой отрасли.

Ключевые слова: керноотборник, аппаратурно-методический комплекс гидродинамического каротажа (ГДК) и опробования пластов (АГИП-К), универсальный модульный прибор гидродинамического каротажа и опробования пластов с модулем откачки (ДИП), испытатель пластов малого диаметра (ГДК-72), микросейсмический мониторинг при гидроразрыве пласта, ВСП.

Для отбора керна ВНИИГИС выпустил 2 вида керноотборников на кабеле:

ПКС-112. Предназначен для исследования состояния крепи скважин путем отбора образцов обсадных труб и цементного камня в нефтегазовых скважинах, а также для создания в обсадных трубах отверстий большого диаметра для дозаливки тампонажной смеси в затрубное пространство при проведении ремонтно-изоляционных работ. Имеет диаметр 112 мм и позволяет отбирать до 5 образцов керна с диаметром 20 мм, длиной до 45 мм.

СКТ-3М. Данный керноотборник имеет диаметр 149 мм и позволяет отбирать, в зависимости от типа пород, до 15 образцов керна. Он предназначен для решения следующих задач:

- изучение стратиграфического возраста, структурных и текстурных особенностей, химического состава, гранулометрических и петрофизических свойств вскрытых скважинных пород;
- уточнение нефтенасыщенности пластов и определение их границ в объектах, где однозначная интерпретация ГИС затруднена;
- определение остаточной нефте-, водонасыщенности и свойств пород пласта;

▼ Рис. 1. Прибор ПКС-112 (слева) и образец обсадной колонны, цемента и породы, отобранные из обсаженной скважины (справа).



- изучение пород, составляющих отдельные стратиграфические комплексы
- в новых районах, а также на старых площадях в случае их аномального строения;
- изучение характера влияния агрессивных пластовых флюидов на элементы крепления скважин;
- отбор образцов металла обсадных труб и цементного камня для сопоставления данных ГИС при оценке технического состояния скважин;
- безударное создание специальных технических отверстий для закачки тампонажной смеси в затрубное и межтрубное пространство.

Институтом на данный момент дорабатываются опытные образцы сверлящих керноотборника СКТ-3М-30 для отбора образцов горных пород диаметром 30 мм, длиной 50 мм. За одну спускоподъемную операцию возможен отбор до 15 образцов керна. [1]

В планах ВНИИГИС также прорабатывается возможность разработки и выпуска керноотборника с уменьшенным до 136,5 мм диаметром со следующими особенностями;

1. Алмазная коронки для улучшения износостойкости в высокопрочных и абразивных породах, изменение размера керноприемника увеличит количество отбираемых образцов за спуск
2. Работа в широком диапазоне плотностей бурового раствора
3. Увеличение длины выбуриваемого керна до 51 мм
4. Установка механизма подачи меток для разделения выбуренных образцов керна
5. Контроль параметров в режиме реального времени. Прямые измерения - выход бура, тока потребления, подтверждение поступления образца в керноприемную кассету.



▲ Рис. 2. Сверлящий керноотборник СКТ-3М (слева) и образцы керна, отобранные приборами СКТ-3М и СКТ-3М-30 (справа).

риемную кассету.

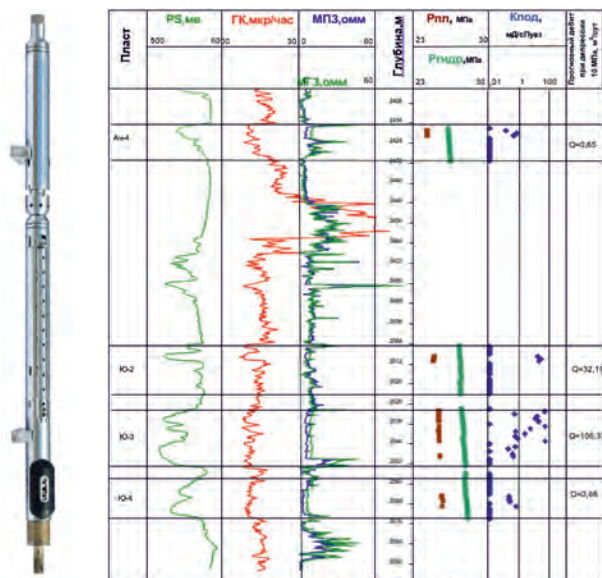
6. Противоаварийные системы. При обесточивании – автоматика втягивает рычаг и бур. При заклинивании отрывателя, натяжением кабеля происходит срез тела бура по одному из ослабленных сечений. При утечке в гидросистеме отключается электромагнитный клапан.

7. Наличие блока автоматики режима бурения – момент и осевая нагрузка на коронку выдерживается в заданном диапазоне без участия оператора, что уменьшает риск разрушения керна

8. Гидравлическая система привода выполнена по 2-х контурной системе с возможностью регулирования усилия прижатия прибора к стенке скважины, что способствует повышению качества отбираемых образцов и обеспечивает работоспособность аппаратуры в наклонных скважинах

Прошел стендовые испытания модуль привязки ГК-ЛМ к глубинам сверлящих керноотборников и перфораторов.

На сегодняшний день ВНИИГИС успешно поставляет на геофизический рынок аппаратурно-методический комплекс



▲ Рис. 3. Прибор СКТ-3М (слева), данные открытого ствола, испытаний прибором СКТ-3М и прогноз дебита (справа).

гидродинамического каротажа (ГДК) и опробования пластов АГИП-К – модульный прибор, работающий в режиме ОПК (отбор одной герметичной пробы), либо ГДК (испытание до 50 точек).

Для получения проб с минимально низким содержанием примесей разработан и проводится изготовление универсального модульного прибора гидродинамического каротажа и опробования пластов с модулем откачки (ДИП) в диаметре 126 мм. Прибор может работать в режиме двухпакерного испытателя пластов либо в режиме однозондового испытателя, и содержит следующие модули:

1. Блок привода прижатия – необходим для раскрытия пакеров либо выдвижения телескопического гидроприжатия однозондового испытателя.

2. Блок откачки флюида – служит для откачки флюида из межпакерного в запакерное пространство. Насос работает на различных скоростях, что позволяет контролировать отбор флюида. В данном же блоке установлены датчики определения состава. На данный момент вклю-

чает в себя датчик давления, температуры, резистивиметр. Прорабатывается установка в прибор плотномера, электросветовых датчиков.

3. Система аварийного уравнивания давления – необходима для выравнивания давления в меж- и запакерном пространстве по окончании испытания на точке.

4. Двухпакерный модуль. Два механических пакера, с межпакерным расстоянием 1 метр. Возможна установка пакеров с раскрытием 150 мм и больше.

5. Блок с выдвижным герметизирующим элементом. Работает на депрессии, происходит заполнение приемных камер с измерением давления. По окончании исследования жидкость из камер выбра-

▼ Рис. 4. Блок-схема расположения модулей в приборе ДИП.



сывается в скважину, либо отбирается в блок приема пробы.

6. Блок отбора пробы. Содержит три герметичных баллона с запирающими клапанами. Может быть состыковано несколько блоков отбора проб.

Работа прибора будет возможна на кабеле, либо для горизонтальных скважин возможна доставка на бурильных трубах (питание и передача информации через мокрый контакт). [2]

Для проведения гидродинамических испытаний в скважинах малого диаметра ВНИИГИС изготавливает испытатель пластов малого диаметра **ГДК-72**. Конструктивно он включает в себя следующие блоки:

1. Блок привода и создания депрессии прижатия. Обеспечивает выброс жидкости из пробоприемных камер по окончании испытания на точке. Количество испытаний за один спуск не ограничено

2. Блок приема пробы. Позволяет отбирать одну пробу объемом 300 см³ на выбранной глубине.

3. Блок отбора пробы. Состоит из трех пробпоотборных камер, работающих на депрессии.

4. Блок определения состава. Включает в себя влагомер и датчик давления.

5. Прижимная система. Электромеханический центрированный шарнирный прижим, с раскрытием от 100 до 260 мм. В отличие от прибора с прижатием к стенке скважины, уменьшается риск прихвата, достигается относительно быстрое время установки / складывания.

6. Блок привода и складывания прижимной системы. Контролируемое на поверхности усилие прижимной системы (до 100 кг) с автоматическим отключением при достижении заданного усилия. [3]



▲ Рис. 5. Испытатель пластов малого диаметра ГДК-72.

Микросейсмический мониторинг при гидроразрыве пласта — это метод пассивного сейсмического прослушивания, позволяющий картировать сеть трещин, определяющих основные их направления, и оценить геомеханическую структуру коллектора. В эксплуатационных обсаженных нефтегазовых скважинах в условиях истощения пластов, применение ГРП приводит к кратному повыше-

нию дебита скважин за счет снижения гидравлических сопротивлений в призабойной зоне и увеличения фильтрационной поверхности скважины, а также увеличивается конечная нефтеотдача за счет приобщения к выработке слабо дренируемых зон и пропластков.

На данный момент существует две основные технологии микросейсмического мониторинга

- поверхностный – наиболее легкий и наименее трудозатратный (т.к. не нужно спускать датчики в скважину) – сильнее остальных методов подвержен наличию помех.
- Скважинный – сложнее с точки зрения технологии, но дает более точный результат. Проводится с аппаратурой ВСП. [4]

Из работающих в настоящее время на рынке геофизических услуг российских приборов ВСП приоритетными являются разработки АО НПП «ВНИИГИС» и АО НПФ «ГИТАС».

Аппаратуры АСПУ-3-48 была разработана ВНИИГИС в 1978-м году, позволяла стыковать до трех аналоговых приборов, и работала при температурах до 120 градусов. Прием и регистрация сигналов осуществлялась наземной сеймостанцией. Данным типом аппаратуры было исследовано более 250 скважин в различных регионах СССР. Ввиду устаревания элементной регистрирующей базы в скважинных приборах, в 2010-х началась разработка и была выпущена в 2014-м году существенно улучшенная аппаратура АСПУ-3-51МЦП, на цифровой элементной базе, но с незначительно улучшенной механической базой. Она имеет разрядность 24 бита, возможна стыковка до 12 модулей, рабочая температура до 120 градусов. При этом, для данной



▲ Рис. 6. Модуль ГК (слева) и сейсмический модуль аппаратуры АСПУ-51МЦП.

аппаратуры сохраняются ограничения в скорости передачи данных (до 120 кбит/сек в восходящем направлении). Именно этими обстоятельствами и вызвана необходимость проведения НИОКР по созданию инновационного скважинного прибора АСПУ-МСМ, обладающего всеми достоинствами западной и отечественной аппаратуры различных заводов-изготовителей:

1. Использование более совершенных схем модуляции и цифровой скважинной обработки сигнала для высокой скорости передачи данных (до 3 Мбит/сек для АСПУ-МСМ, до 120 кбит/сек для АСПУ-3-51МЦП) позволяет

непрерывно передавать пакеты данных, что сильно снижает риски потери событий при мониторинге ГРП.

2. Наличие нескольких сейсмоприемников (4 для АСПУ-МСМ, 1 для АСПУ-3-51МЦП) на канал улучшает соотношение сигнал/шум для слабых сейсмических событий.

Аппаратура состоит из:

А. Скважинной части в диаметре 51 мм – ретранслятор (питание, управление, прием команд и отправка пакетов данных с приемных модулей), Приемные модули (последовательное соединение кабельными перемычками до 12 модулей при непрерывной передаче информации) для регистрации сейсмических событий.

Б. Наземной части – интерфейсный блок (отправка команд в скважинную часть, прием пакетов данных с прибора), программно-управляемый блок питания, компьютер, технологическое программное обеспечение для проведения полевых работ.

Литература

1. Яруллин, Р. К. Усовершенствование сверлящего керноотборника. [Текст] / Р.К. Яруллин, Т.И. Тябина, Г.В. Орлова. // НТВ «Каротажник». - Тверь: Изд. АИС, 2021. - Вып.4 (310). - С.140-143.

2. Шакиров А.А. Новые поколения скважинных приборов для гидродинамического каротажа и опробования пластов // Сборник материалов международной научно-практической конференции «ГЕОСОЧИ-2024. НОВЫЕ ИДЕИ И ТЕХНОЛОГИИ РАЗВЕДОЧНОЙ И ПРОМЫСЛОВОЙ ГЕОФИЗИКИ» . – 2024 г. Стр. 133–136.

3. Аппаратура для гидродинамического каротажа скважин и отбора проб. Патент РФ 2812492, АО НПП "ВНИИГИС",

заявл. 21.03.2023, опубл. 30.01.2024 , бюлл № 4.

4. Шамшин, В. И. Результаты применения скважинных сейсмических исследований с целью уточнения геологического строения структур в пластах малой толщины. [Текст] / В.И. Шамшин, Л.А. Шулькова, С.А. Черкашнев, А.А. Сергеев, В.В. Даниленко. // НТВ «Каротажник». - Тверь: Изд. АИС, 2024. – Вып. 3 (329). - С.16-29.