

УДК 550.832.55/75

А. В. Васильев, В. А. Никонов,
ООО НПФ «ВНИИГИС-ЗТК»
А. А. Ахмадеев, С. Ф. Смирнов
ООО НПФ «АМК ГОРИЗОНТ»

ОПЫТ ПРИМЕНЕНИЯ ОБОРУДОВАНИЯ ДЛЯ КАРОТАЖА В ПРОЦЕССЕ БУРЕНИЯ СКВАЖИН (LWD) И АКУСТИЧЕСКОГО ПРОФИЛЕМЕРА НА ОБЪЕКТАХ ПАО «ТАТНЕФТЬ»

С целью сокращения затрат на строительство скважины, а именно при получении геофизического материала для дальнейшего анализа состояния ствола скважины, предложено использовать в составе компоновки низа бурильной колонны (КНБК) акустический профилемер «Горизонт-120-АП». Приведены данные опытно-промышленных работ с применением комплекса LWD и акустического профилемера.

Ключевые слова: каротаж во время бурения, коллекторские свойства пласта, геонавигация, акустический профилемер, 3D-профилометрия.

Непростая макроэкономическая ситуация в Российской Федерации, осложненная пандемией коронавируса и, соответственно, спадом производства, а также действие соглашения ОПЕК+ по снижению уровня добычи углеводородов заставляют нефтегазодобывающие предприятия работать в новых экономических условиях.

Для обеспечения установленного показателя прибыли в условиях постоянного роста цен на материалы и оборудование, необходимого для бурения, добычи, транспортировки и переработки нефти и газа, генеральный заказчик в лице публичных акционерных обществ (Татнефть, Башнефть, Роснефть и т. д.) постоянно повышает требования к качеству сервисных услуг (бурению, геонавигационному сопровождению проводки скважин и т. д.) и снижает затраты на них.

Одним из перспективных направлений снижения себестоимости строительства скважин различных категорий является проведение каротажа непосредственно при углублении скважины. Это позволяет достичь не только потенциально возможного дебита за счет оперативного реагирования на изменение геологической характеристики пород и проводки по наиболее нефтенасыщенной части разреза на

основании данных, полученных от системы LWD с забоя скважины, но и сокращения затрат на геофизические исследования скважины (ГИС).

ООО НПФ «ВНИИГИС-ЗТК» разработало, изготовило и успешно применяет [1–3] при строительстве скважин комплекс LWD (рис. 1).

Примером такого успешного применения комплекса каротажа в процессе бурения в ПАО «Татнефть» является скважина Минибаевской площади. Для бурения скважины была спущена следующая КНБК: долото PDC 155,6 + НДМ-118 + ВЗД-120 + ОК + модуль ГГК-П + резистивиметр + ориентационный переводник + РЭК-120 + навигационная телесистема с функцией LWD + 511 м СБТ-89 + 48 м ТБТ-102 мм + ЯСС + 144 м ТБТ-102 мм + 610 м ТБПВ-102 + РЭК-120 + 7 м УБТ ВНИИГИС + ТБПВ-102 остальное.

В интервале бурения горизонтального ствола комплекс LWD включал: наддолотный модуль (НДМ), модули индукционного резистивиметра (МИР), гамма-каротажа (МГК), инклинометрии (МИП), нейтронного каротажа (МНК), плотностного гамма-гамма-каротажа (ГГК-П). Передача данных осуществлялась в режиме online. Информация с модуля ГГК-П записывалась во внутреннюю память, считывание и обработка производились после подъема инструмента. Качество полученных данных от модулей LWD хорошее. Результаты записи модулей радиоактивного каротажа (ГК, NNK1, NNK2, NGK, Кр), модуля индукционного каротажа (PH06L, PH10L, АТТ06Н, PH06Н) были сопоставлены с данными из внутренней памяти приборов (МНК, МИР), и расчеты показали их полное соответствие тем данным, которые передавались на поверхность во время бурения (рис. 2).



Рис. 1. Схема одного из вариантов компоновки геофизических модулей LWD производства ООО НПФ «ВНИИГИС-ЗТК»

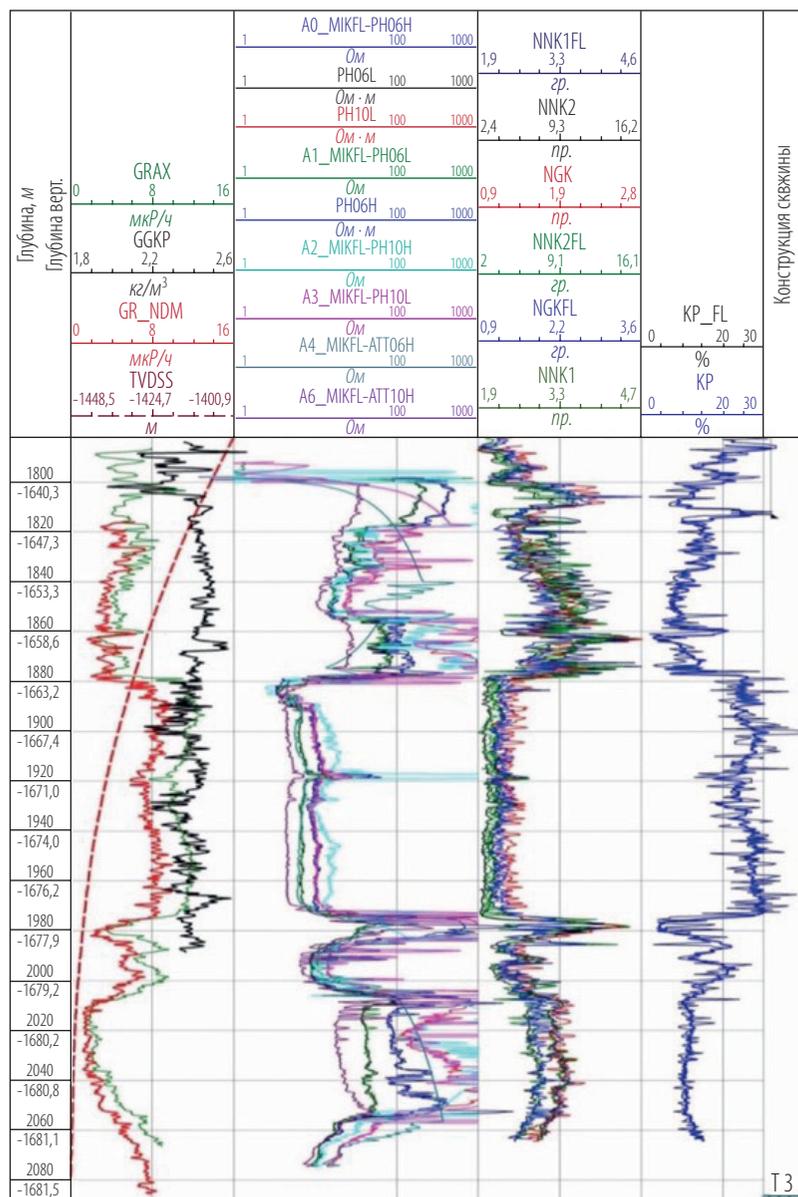


Рис. 2. Сопоставление данных каротажа, полученных в процессе бурения разными методами

Передача данных на поверхность в режиме реального времени позволила оперативно получать информацию о коллекторских свойствах пласта и прогнозировать дальнейшие действия по корректировке ствола скважины (рис. 3), что обеспечило проводку ствола скважины по наиболее нефтенасыщенной части разреза и, соответственно, получение потенциального дебита. Синтетическая модель, построенная по данным каротажа соседних скважин, не соответствовала фактическому расположению продуктивного пласта.

С применением комплекса каротажа в процессе бурения производства ООО НПФ «ВНИИГИС-ЗТК» для нефтегазодобывающих предприятий Урало-Поволжья за последние четыре года пробурено 80 скважин.

Повысить востребованность, конкурентоспособность услуг исполнителя у заказчика возможно не только за счет расширения линейки приборов собственного производства или приобретения приборов у стороннего производителя (что иногда экономически нецелесообразно, например, при незначительных объемах услуг), но и за счет привлечения сторонней организации, располагающей необходимой гаммой этого оборудования.

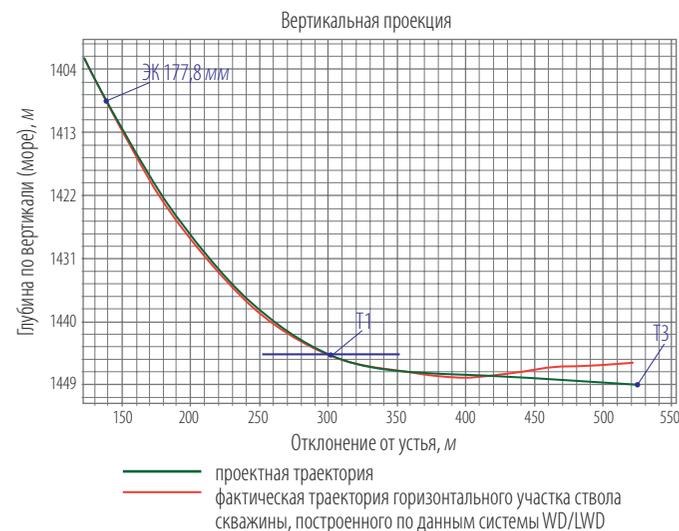


Рис. 3. Проектная и фактическая траектория горизонтального участка ствола скважины, построенного по данным системы MWD/LWD

Примером такого взаимовыгодного сотрудничества является применение акустического профилемера ПСКА «Горизонт-АП» в составе КНБК при проработке скважины.

Аппаратура для исследования скважин методом акустической профилометрии в процессе бурения была разработана компанией ООО НПФ «АМК ГОРИЗОНТ» [3]. Модификации аппаратуры выполнены в трех различных диаметрах (табл. 1).

В 2019 г. технология использования приборов акустической профилометрии в составе КНБК при бурении (или проработке) заключительной части ствола скважины прошла все необходимые опытно-промышленные испытания. На сегодняшний день в рамках контрактных работ проведено около 100 исследований на месторождениях Татарстана, Оренбургской области и Западной Сибири.

ООО НПФ «ВНИИГИС-ЗТК» с целью сокращения затрат на строительство скважины, а именно при получении геофизического материала для дальнейшего анализа состояния ствола скважины и понимания процессов, влияющих на устойчивость кыновских аргиллитов, предложило ПАО «Татнефть» использовать в составе КНБК акустический профилемер «Горизонт-120-АП».

Таблица 1

Технические характеристики акустических профиломеров

| | АП-108 | АП-120 | АП-172 |
|---|---------|---------|---------|
| Длина, мм | 1560 | 1560 | 1860 |
| Масса, кг | 60 | 95 | 220 |
| Измеряемый диаметр, мм | 120–216 | 138–226 | 195–250 |
| Погрешность, мм | ±1,0 | | |
| Предельное ускорение вибрации, g | 20 | | |
| Макс. температура, °С | 125 | | |
| Макс. давление, МПа | 80 | | |
| Макс. обороты ротора, об/мин, не более | 150 | | |
| Макс. крутящий момент, кН · м | 7,4 | 9 | 13–14 |
| Осевая сжимающая и растягивающая нагрузка, кН | 300 | 500 | 1000 |
| Время автономной работы, ч, не менее | 280 | 280 | 400 |

В соответствии с Протоколом совещания в ПАО «Татнефть» были подобраны пять скважин для проведения опытно-промышленных работ (ОПР) и разработана программа ОПР по применению акустического профилемера. Результаты работ приведены в табл. 2.

Таблица 2

Результаты ОПР по применению акустического профилемера

| № скважины | Месторождение | Режим работы | Время работы, ч | Интервал исследований, м |
|------------|---------------|--------------|-----------------|--------------------------|
| 1 | Залежь 261 | Проработка | 71 | 1006–1394 (388) |
| 2 | Залежь 261 | Проработка | 55 | 1233–1523 (290) |
| 3 | Залежь 261 | Проработка | 34 | 1103–1445 (342) |
| 4 | Бондюжское | Проработка | 17 | 1477–1644 (167) |
| 5 | Карамалинское | Расширка | 78 | 1501–1821 (320) |

На всех вышеперечисленных скважинах после проработки указанных интервалов производили подъем КНБК с записью кавернометрии. Подъемы были произведены без осложнений (затяжек), качество записи хорошее. Отмечалось хорошее состояние прибора. На всех скважинах цели ОПР были достигнуты. Фрагмент планшета в масштабе 1:500 по одной из скважин приведен на рис. 4.

По результатам выполненных исследований принималось решение о технологии дальнейшей проводки скважины. Пример 3D-профилометрии, полученной на скважине, приведен на рис. 5.

Проведенные ОПР показали функциональные возможности акустического профилемера, что в свою очередь открывает перспективное направление по расширению возможностей навигационного (геонавигационного) оборудования в составе КНБК (табл. 3) непосредственно при бурении скважины.

Проведенные работы показали высокую эффективность совместного применения оборудования различных производителей при бурении скважины, когда генеральный подрядчик рекламирует и привлекает для выполнения работ субподрядчика.

Целью привлечения является удовлетворение запросов заказчика и расширение спектра предоставляемых услуг.

Данное направление взаимовыгодного сотрудничества ООО НПФ «АМК ГОРИЗОНТ» и ООО НПФ «ВНИИГИС-ЗТК» является перспективным и позволит развивать рынок в наше непростое время.

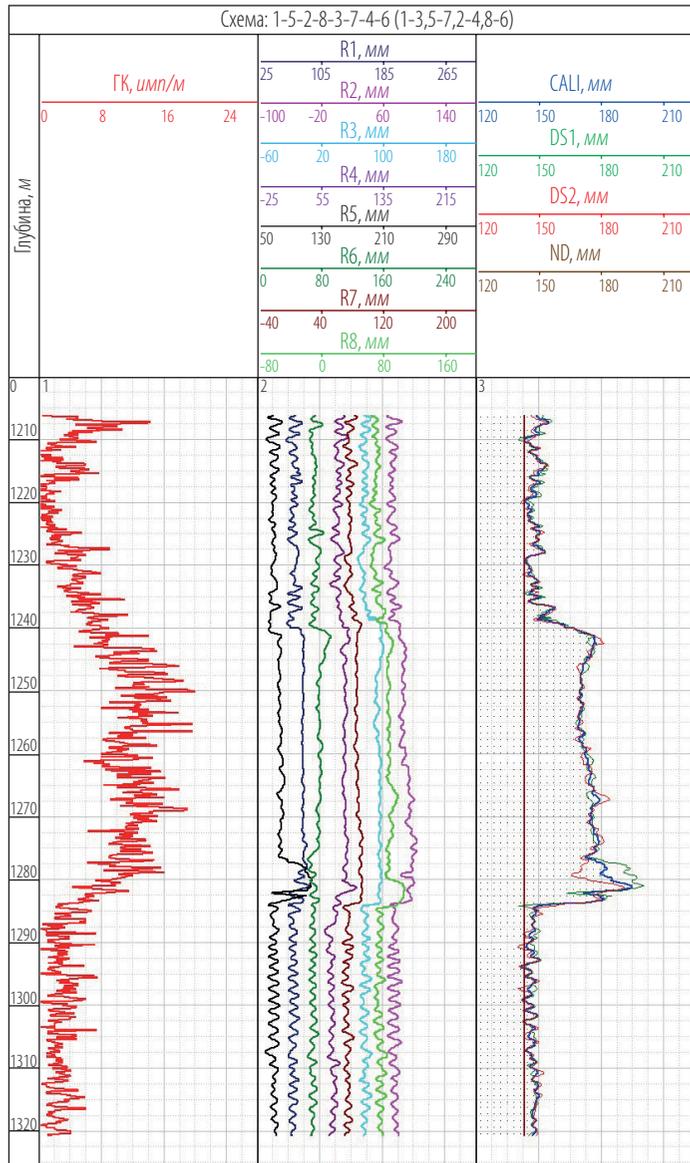


Рис. 4. Фрагмент планшета данных измерений акустическим профиломером и оборудованием LWD в масштабе 1:500

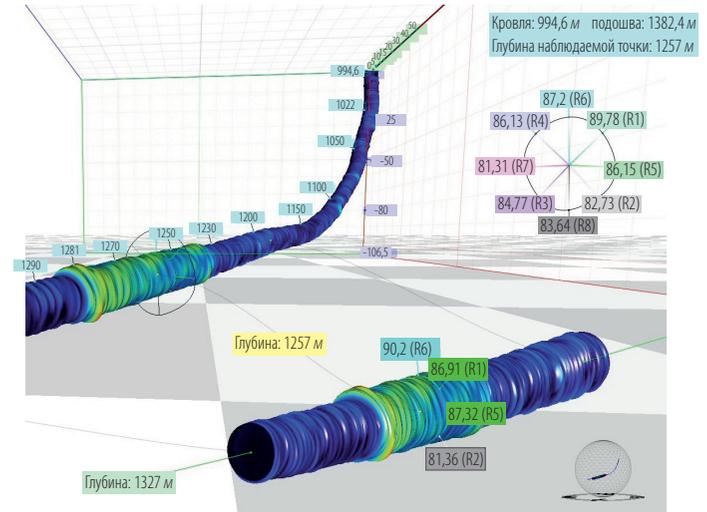


Рис. 5. Пример полученной 3D-профилеметрии в одной из скважин

Таблица 3

Состав КНБК

| № п/п | Наименование | Тип резьбы | Диаметр наруж., мм | Диаметр внутр. | Длина, м | Момент свинчивания |
|-------|---|-------------|--------------------|----------------|----------|--------------------|
| 1 | 155,6 TSD 613МН S46 | Н 88 | 155,6 | – | 0,25 | 8–9 |
| 2 | НДМ 118 | М-88/Н-88 | 118,00 | 32,00 | 0,36 | 7,3–9,4 |
| 3 | ДРУ1-120РСФ | М 88/М 102 | 121,00 | – | 6,11 | 11–15 |
| 4 | Ф-120РС | Н 102/М 102 | 120,00 | – | 1,26 | 11–14 |
| 5 | КОБ-120РСК.800-00 | Н 102/М 102 | 120,00 | – | 0,81 | 11–14 |
| 6 | Модуль ГК-П (плотностной каротаж только в память прибора – автономно) | Н 102/М 102 | 135,00 | 53,00 | 0,99 | 9–11 |
| 7 | Кожух резистивиметра (индукционный каротаж) | Н 102/М 102 | 130,00 | 68 | 4,00 | 11,2–13,5 |
| 8 | Патрубок резистивиметра | Н 102/М 102 | 121,00 | 69,08 | 1,89 | 6,5–10,5 |

Таблица 3 (окончание)

| | | | | | | |
|----|--|-------------|--------|-------|--------|-----------|
| 9 | Переводник ориентирующий | Н 102/М 102 | 120,00 | – | 0,56 | 9–11 |
| 10 | РЭК (разделитель) | Н 102/М 102 | 120,00 | 57 | 0,82 | 9–11 |
| 11 | НУБТ ЗТК (ГК гамма-каротаж, инклинометр) | Н 102/М 102 | 120,00 | 56 | 4,59 | 11,2–13,5 |
| 12 | НУБТ ЗТК (ННК нейтронный каротаж) | Н 102/М 102 | 120,00 | 57,20 | 6,32 | 11,2–13,5 |
| 13 | Акустический профилемер | Н 102/М 102 | 120,00 | 50,00 | 1,56 | |
| 14 | ТБТ (2 св) | Н 102/М 102 | 102,00 | 65,09 | 48,15 | 21,5–35,9 |
| 15 | ЯСС ГМБЯ-120 | Н 102/М 102 | 120,00 | 57,00 | 4,70 | 9–11 |
| 16 | Переводник элеваторный | Н 102/М 102 | 127,00 | 50,80 | 1,06 | 9–11 |
| 17 | ТБТ (6 св) | Н 102/М 102 | 102,00 | 65,09 | 143,90 | 21,5–35,9 |
| 18 | ТБПКВ-101,6 (36,5 св) | Н 102/М 102 | 101,60 | 84,84 | 910,87 | 21,6–36 |
| 19 | Переводник | Н 102/М 102 | 120,50 | 57,00 | 0,40 | 9–11 |
| 20 | ТБТ (ретранслятор) | Н 102/М 102 | 121,00 | 57,00 | 6,43 | 11,1–13,2 |
| 21 | РЭК | Н 102/М 102 | 120,00 | 57,00 | 0,83 | 9–11 |
| 22 | ТБПКВ-101,6 (ост.) | Н 102/М 102 | 101,60 | 84,84 | ост. | 21,6–36 |

ЛИТЕРАТУРА

1. Абдрахманов Д. А., Бельков А. В., Будаев Д. А., Хасанов Д. Н. и др. Развитие технологий каротажа во время бурения (LWD) на базе отечественного комплекса телеметрии с электромагнитным каналом связи // НТВ «Каротажник». Тверь: Изд. АИС. 2016. Вып. 7 (265). С. 108–117.
2. Васильев А. В., Яхина И. А. Системы каротажа в процессе бурения производства ООО НПФ «ВНИИГИС-ЗТК» // XXIV Научно-практическая конференция «Новая геофизическая техника и технологии для решения задач нефтегазовых компаний». Тезисы докладов. Уфа: Изд-во ООО «НовТек Бизнес», 2018. С. 37–39.
3. Леготин Л. Г., Рафиков В. Г., Крюков Д. В., Шакиров А. Г. и др. Акустический профилемер для геофизических исследований горизонтальных скважин // НТВ «Каротажник». Тверь: Изд. АИС. 2014. Вып. 3 (237). С. 106–116.
4. Никонов В. А., Васильев А. В., Яхина И. А., Султанов В. Ф. Новые разработки ООО НПФ «ВНИИГИС-ЗТК» в области каротажа в процессе бурения // Бурение и нефть. 2020. № 4. С. 38–40.

Рецензент канд. техн. наук В. Н. Даниленко

УДК 550.832.44:622.276.66

Л. Г. Леготин, А. А. Ахмадеев, С. Ф. Смирнов,
В. Г. Рафиков, В. И. Пастух
ООО НПФ «АМК ГОРИЗОНТ»
ООО «Газпромнефть-Хантос»

ПРИМЕНЕНИЕ АКУСТИЧЕСКОЙ ПРОФИЛЕМЕТРИИ ПРИ МОДЕЛИРОВАНИИ И УСТАНОВКЕ ОБОРУДОВАНИЯ ДЛЯ МНОГОСТАДИЙНОГО ГИДРОРАЗРЫВА ПЛАСТА

Разработана и внедрена в эксплуатацию аппаратура акустической профилометрии с каналами ядерных методов каротажа, позволяющая включать комплекс в компоновку при бурении и проработке горизонтальных и боковых стволов скважин. Приведены примеры скважин, в которых данные профилометрии используются для моделирования дизайна оборудования для многостадийного гидроразрыва пластов.

Ключевые слова: горизонтальные скважины, акустическая профилометрия, многостадийный гидроразрыв.

С каждым годом объем запасов углеводородов в легкоразрабатываемых пластах снижается и на смену приходят так называемые трудноизвлекаемые запасы (ТриЗ) – низкопроницаемые объекты, отличающиеся высокой неоднородностью и низкими коллекторскими свойствами, а также высокой степенью расчлененности пласта. Это негативно сказывается на уровнях добычи углеводородов.

Нефтегазодобывающими компаниями ведется поиск наиболее рентабельных технологий и методов увеличения объемов добычи углеводородного сырья (УВС) в совокупности с уменьшением себестоимости строительства эксплуатационных скважин и сокращением времени их ввода в эксплуатацию.

Один из наиболее эффективных методов повышения продуктивности скважин – гидроразрыв пласта (ГРП), который позволяет значительно увеличить объем отбора УВС. Около 10 лет назад началось активное внедрение технологий многостадийного гидроразрыва пласта в горизонтальных скважинах (МГРП). Сегодня этот метод стал повседневной технологией повышения нефтеотдачи и применяется при добыче как традиционных запасов, так и трудноизвлекаемых [1, 2].