НАУКА

Толкачев Г. М., профессор кафедры «Бурение нефтяных и газовых скважин» ПГТУ, Козлов А. С., научный сотрудник кафедры «Бурение нефтяных и газовых скважин» ПГТУ

Обеспечение надежности и долговечности крепи нефтяных и газовых скважин в разрезах, осложненных отложениями водорастворимых коррозионно-активных солевых пород различного состава и наличием пластовых вод высокой степени минерализации, является решающим условием дальнейшего развития нефтегазодобывающей отрасли в перспективных регионах России.

К таким регионам относятся Западный Урал, Красноярский край, Иркутская область, Республика Саха (Якутия) и др., где в подсолевых отложениях высокими темпами открываются и осваиваются новые месторождения углеводородного сырья [1].

Объективная информация о состоянии крепи в каждой нефтяной и газовой скважине, вскрывшей отложения каменной и калийно-магниевых солей, позволяет не только охарактеризовать уровень ее промышленной и экологической безопасности, но и выполнить прогнозную оценку состояния крепи скважины в солесодержащей части разреза на весь срок ее функционирования и после физической ликвидации [2]. При этом особое внимание следует обращать на изменение во времени состояния отдельных составляющих крепи: обсадных труб, тампонажного камня, характера связи последнего с трубами и горными породами (солями) в стенках скважины.

При планировании работ по оценке промышленной и экологической безопасности крепи скважин на нефтяных и газовых месторождениях может быть использован опыт выполнения таких работ при бурении и эксплуатации нефтяных скважин на площадях, территориально совпадающих с отложениями каменной и калийно-магниевых солей Верхнекамского месторождения (Западный Урал, Пермский край).

Строительство нефтяных скважин на территории Верхнекамского месторождения калийных солей (ВКМКС) осуществляется с 1976 года с использованием специальных моно- и полисолевых технологических жидкостей:

- хлормагниево-фосфатный бу-овой раствор (ХМФБР);

- полисолевой буровой раствор (ПСБР);

- расширяющийся магнезиально-фосфатный тампонажный материал (раствор-камень РМФТМ) для цементирования обсадных колонн, перекрывающих солесодержащую часть вскрываемого разреза;

- расширяющийся магнезиально-фосфатный тампонажный материал (раствор-камень РМФТМ-МКП) для цементирования межколонного пространства (МКП) между технической и эксплуатационной колоннами.

Строительство всех без исключения скважин сопровождается систематическими исследованиями технического состояния их крепи косвенными геофизическими методами [3, 4].

С 1984 года по инициативе научных сотрудников Пермского государственного технического университета (ПГТУ) список косвенных методов контроля состояния крепи скважин во времени был дополнен более информативным прямым методом. Метод заключается в отборе сверлящим керноотборником [5] и последующем исследовании образцов крепи в солесодержащей части разреза, перекрытого в скважине технической колонной. Существенным преимуществом этого метода, по сравнению с методами ГИС, является не только возможность визуально оценить состояние и характер связи между отдельными элементами крепи скважины (обсадная труба – цементный камень – порода), но и получить материал для исследования вещественного и элементного составов сформированного за обсадной колонной цементного камня, оценить степень сохранности обсадной трубы, вещественного и элементного составов тампонажного (цементного) камня в реальных скважинных условиях в реальном времени.

В 1984-1989 гг. были выполнены работы по отбору образцов крепи в 7 скважинах, пробуренных на территории ВКМКС в 1978-1985 гг. (табл. 1). В октябре-декабре 2000 г. работы по отбору образцов крепи были продолжены (табл. 2) в скважине № 29-ОГН (Уньвинское нефтяное месторождение). Цели работ этого этапа:

– определить качественное состояние элементов крепи скважины (обсадная труба, цементный камень) в солесодержащей части разреза;

– охарактеризовать сохранность ее во времени с момента первого отбора образцов крепи (1986);

– оценить текущее состояние крепи с позиций обеспечения надежности и долговечности защиты соляной толщи от негативного воздействия вод над- и подсолевого водоносных комплексов, а обсадных труб и цементного камня – от коррозионного разрушения в соляном массиве;

– дать прогнозную оценку защищенности во времени соляного массива и крепи скважины в околоскважинном пространстве.

Опытная глубокая нефтяная скважина № 29-ОГН, расположенная на Тунеговском профиле, начата бурением 10.11.1977. Кондуктор спущен на глубину 250 метров и зацементирован 15.11.1977 с использованием засолоненного тампонажного раствора на основе портландцемента. Бурение интервала под техническую колонну осуществлено с использованием в качестве промывочной жидкости ХМФБР.

Техническая колонна, перекрывающая солесодержащую часть разреза, спущена на глубину 1028 м и 27 декабря 1977 г. зацементирована с использованием РМФТМ. Скважиной в интервале 250-628 м вскрыты отложения солей, представленные покровной каменной солью (250-282 м), карналлито-сильвинитовой толщей (282-319 м) и подстилающей каменной солью (319-628 м). Эксплуатационная колонна в скважину не спускалась. В апреле 1978 г. скважина была переведена в разряд опытных с целью изучения в ней методами ГИС динамики состояния контакта цементного камня с породой и технической колонной в интервале спуска последней.

За период с 7.01.1978 по 1.08.1986 в скважине было выполнено 15 исследований методом акустической цементометрии (АКЦ с БФК), которыми неизменно устанавливалось наличие плотного контакта цементного камня магнезиально-фосфатного тампонажного материала с обсадной колонной и породой (в том числе и с солями). За период с 1986 по 1989 г. сверлящим керноотборником СКМ-8-9 в этой скважине был отобран 61 образец крепи. С сентября 1989 до ноября 2000 г. скважина № 29-ОГН находилась в консервации и была заполнена хлормагниево-фосфатным буровым раствором (ХМФБР) с парамекамня, один образец – цилиндром металла обсадной трубы и кусочками соли, а 10 образцов представлены только цилиндрами металла обсадной трубы.

Визуальная оценка состояния отобранных образцов и их отдельных фрагментов позволяет сделать вывод, что в исследованном интервале солесодержащего

разреза высокое качество крепления скважины технической обсадной колонной сохранялось на этом уровне в течение всех 23 лет с момента ее цементирования (27 декабря 1977 г.). За обсадной колонной в кольцевом пространстве размещен высокопрочный, непроницаемый цементный камень магнезиально-фосфатного тампонажного материала, обеспечивший сохранность стальной трубы от корродирующего воздействия солей за счет формирования на ее наружной поверхности эпитаксиальной фосфатной пленки [8]. Визуальным подтверждением наличия этой пленки, связывающей в моносросток цементный камень и стальную обсадную трубу, являются следы ее как на всех без исключения торцах керна цементного камня со стороны трубы (например, рис. 3), так и на поверхности торцов всех цилиндров металла со стороны цементного камня.