остаточной нефти углеводородным газом на 4-х нефтяных месторождениях, связанных с рифами ишимбайского типа. Наибольшая эффективность получена на Грачевском месторождении, где текущий КИН уже возрос более чем на 9,0 пунктов.

2. Выполнены ТЭР по реализации технологии вытеснения нефти углеводородным газом на 7-ми истощенных месторождениях в рифах ишимбайского типа. Получено, что КИН на указанных месторождениях будет увеличен в среднем на 9 пунктов.

3. Лабораторными исследованиями и опытно-промышленными работами на Илишевском нефтяном месторождении подтверждена эффективность водогазового воздействия (ВГВ) по технологии закачивания водогазовой смеси (ВГС). Реализация указанной технологии запроектирована еще на 2-х обводненных месторождениях с повышением КИН до 6,0 пунктов.

4. Составлены проекты разработки с выделением опытных участков для опытно-промышленного испытания и внедрения технологии ВГВ с целью повышения нефтеотдачи и полного использования растворенного нефтяного газа. Проектные документы защищены на ЦКР Роснедра по 3-м месторождениям, еще по 5-ти они завершаются.

5. По данным теоретических изысканий, лабораторных исследований и опытно-промышленных работ прирост КИН при газовом воздействии может составлять до 20 пунктов, при ВГВ — до 6 пунктов.

ПРИМЕНЕНИЕ СЕЙСМОРАЗВЕДКИ ДЛЯ ПОИСКА МАЛОРАЗМЕРНЫХ ЛОВУШЕК НЕФТИ В ЗАПАДНОЙ ЧАСТИ РЕСПУБЛИКИ БАШКОРТОСТАН

А. В. Шувалов[1], Г. З. Валеев[2], О. М. Прокопьева[3], Л. Ф. Мусаллямова[3], О. С. Гутник[3]

[1] ОАО «АНК Башнефть», [2] ОАО «Башнефтегеофизика», [3] ООО НПЦ «Геостра», г. Уфа

Территории западной части республики Башкортостан, приуроченные в региональном тектоническом плане к юго-восточной части южной вершины Татарского свода, изучаются исследователями не один десяток лет. Основной интерес вызывают нефтеперспективные объекты в девонско-каменноугольных отложениях.

В этом регионе на сегодняшний день разрабатываются и находятся в эксплуатации практически все крупные и средние месторождения нефти, выявленные по результатам сейсморазведочных работ, проводимых в1970–90 гг. В настоящее время на территории западного Башкортостана вновь проводятся сейсморазведочные работы МОГТ-2Д, но на более высоком технологическом уровне. Для производства полевых работ используется современное полевое оборудование (мощные вибраторы и телеметрические станции) в комплекте со спутниковыми системами топогеодезической привязки, полевыми системами предварительной обработки сейсмических данных. Кратность прослеживания отражающих горизонтов 96 и более. Новая технология позволяет выявить новые, в основном малоразмерные, залежи нефти, приуроченные к малоамплитудным биогермным ловушкам позднедевонско-турнейского возраста.

В зоне развития шельфовых биогермов за период работы с 1999 г. было закартировано порядка 40 структур. Размер этих структур 0,6×1,5 км и амплитуда около 20 м.

Поиск в волновом поле рифовых построек с помощью сейсморазведки основывается на ряде диагностических признаков, из которых основные: наличие структуры облекания, потеря корреляции отражающих горизонтов в теле рифа, воздымание горизонтов на крыльях рифа. Эти критерии вполне достаточны при поиске крупных рифогенных построек.

В настоящее время перспективы нефтегазоносности связаны с объектами, имеющими сложное строение и небольшие размеры, поэтому, помимо чисто структурных задач, большое внимание при интерпретации сейсмических данных уделяется анализу динамических характеристик волнового поля для прогноза коллекторских свойств продуктивного интервала отложений.

Для этих целей в настоящее время широкое распространение получила процедура волновой акустической инверсии.

Рифогенные образования в обычном волновом поле отображаются в виде локального перегиба по отражающему горизонту «У» и серией хаотичных отражений внутри объекта. На разрезе акустических импедансов, на фоне согласно залегающих высокоимпедансных толщ, наблюдаются малоразмерные области пониженных значений импедансов, связанные с уменьшением скорости и плотности в теле рифа. Этот динамический признак позволил выделить аналогичные области на площади исследований и зоны, перспективные на предмет выявления ловушек углеводородов. На Ново-Акбасаровской структуре, подготовленной по результатам сейсморазведочных работ, пробурена скв. 429 Лис.

Притоки нефти получены из бобриковских песчаников (35 $м^3$/сут) и карбонатов турнейско-фаменского возраста (дебиты — до 122 $м^3$/сут). Также разбурена Метевтамакская структура, имеющая аналогичное строение. Здесь предполагалось наличие ловушек углеводородов рифогенного типа. Структура хорошо выделялась по характерному для рифовых объектов рисунку сейсмической записи, находила свое подтверждение на карте интервального времени (ΔT) между отражающими горизонтами «У» и «$Д_1$» и попадала в перспективную зону пониженных значений акустического импеданса. Пробуренная скважина 415 Лис, рекомендованная по совокупности вышеназванных признаков, подтвердила прогноз, вскрыв нефтяной пласт толщиной 10 м.

Подтверждаемость бурением объектов, подготовленных по данным сейсморазведки, в данном регионе составляет 75%. Таким образом, можно сделать вывод, что на данном этапе сейсморазведка успешно справляется с задачей поиска малоразмерных нефтяных месторождений и залежей углеводородов в платформенной части Башкортостана.

ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ АВТОХТОННЫХ РИФЕЙСКИХ КОМПЛЕКСОВ БАШКИРСКОГО АНТИКЛИНОРИЯ

Н. В. Грановская[1], Н. Н. Ларионов[2]

[1] Южный федеральный университет, г. Ростов-на-Дону

[2] Управление по недропользованию по Республике Башкортостан, г. Уфа

Сокращение поискового задела нефтегазовых объектов на территории Республики Башкортостан требует новых решений данной проблемы, в том числе прогнозирования нетрадиционных источников углеводородного сырья. В последние десятилетия, после открытия нефтяных месторождений в рифейских и вендских отложениях, развернулись активные работы по поиску «рифейской» нефти в авлакогенах Восточно-Европейской платформы. При этом горно-складчатая область Башкирского антиклинория изначально признавалась неперспективной вследствие высокой степени постдиагенетических преобразований и дислоцированности осадочных комплексов рифея. В крайнем случае, рифейские комплексы рассматривались в качестве «покрышки» над автохтонными нефтеносными образованиями палеозоя [Камалетдинов и др., 1983; Афанасьев и др., 1985].

Полученные нами при проведении геологического доизучения Туканской площади новые данные показали, что в западной и центральной части Башкирского антиклинория под аллохтонными сложнодислоцированными докембрийскими комплексами присутствуют автохтонные нижне-среднерифейские углеродсодержащие осадочные комплексы, отвечающие критериям прогнозирования залежей углеводородов.

В качестве перспективной территории нами рассматриваются прежде всего автохтонные отложения Алатауского пакета пластин и Юрматауского антиклинория Западнобашкирской структурно-формационной зоны (СФЗ).

Перспективы Западнобашкирской СФЗ вытекают из ее соответствия общепринятым критериям нефтегазоносности: геодинамическим, структурно-тектоническим, литологическим,