

ВЕРХНЕФРАНСКИЕ РИФЫ РУБЕЖИНСКОГО ПРОГИБА, ОРЕНБУРГСКАЯ ОБЛАСТЬ

© 2011 г. Ю.И. Никитин¹, В.Б. Щеглов², Н.Н. Чикина¹

1 – ООО "Тюменский Нефтяной Научный Центр"

2 – ФГУП "НВНИИГГ"

Рубежинский прогиб представляет собой южную наиболее погруженную часть Бузулукской впадины Волго-Уральской антеклизы [5]. В отложениях терригенного комплекса девона прогиб с севера ограничен Камелик-Чаганской системой дислокаций, с юга – Карповско-Тёпловским и Чинарёвско-Кошинским валами, формирующими девонский тектонический борт Прикаспийской впадины.

В верхнедевонско-турнейском интервале Рубежинскому прогибу соответствуют Погодаевско-Остафьевская и Ташлинская аккумуляционно-топографические впадины. Погодаевско-Остафьевская впадина [5, 6] занимает западную часть прогиба: по данным бурения скв.45 Погодаевско-Остафьевской (Уральская область), а также сейсморазведки МОГТ она заполнена верхнетурнейско-нижневизейской глинисто-карбонатной толщей осадков мощностью до 600 м. Ташлинская впадина осложняет восточную часть Рубежинского прогиба: в ее пределах в разрезе скв.25 Ташлинской на доманикоидных карбонатах фаменского яруса залегает турнейская глинисто-карбонатная толща осадков мощностью до 400 м [2]. По данным сейсморазведки МОГТ общая мощность турнейско-визейской толщи компенсации Ташлинской впадины также достигает 600 м. Погодаевско-Остафьевская и Ташлинская внутриформационные впадины открываются в Прикаспийскую впадину и разделены морфологическим выступом верх-

недевонско-турнейского карбонатного палеошельфа, в пределах которого мощность мелководно-шельфовых турнейских карбонатов не превышает 140 м (Долинная площадь).

В восточном направлении, в сторону Павловской седловины, Рубежинский прогиб теряет морфологическую выраженность. По горизонтам среднего карбона и перми ему в целом соответствует наклоненная на юг моноклиналь.

В средне-позднефранское время Рубежинский прогиб был частью обширного, открывавшегося в Уральский палеоокеан и Прикаспийскую впадину глубоководного бассейна (рис.1-А), в котором отложились доманиковые осадки, в дальнейшем образовавшие главную нефтематеринскую толщу Волго-Уральской нефтегазоносной провинции [3]. В средне-позднефранском глубоководном бассейне существовала палеогеографическая обстановка, благоприятная для развития бассейновых одиночных рифов, которые в позднефранско-раннефаменское время в пределах восточной части Рубежинского прогиба оказались запечатанными глинистыми отложениями – продуктами размыва Соль-Илецкой суши (рис.1-Б).

В 1989-1990 гг. на востоке Рубежинского прогиба, в зоне его перехода к Павловской седловине, поисковое бурение на закартированной сейсморазведкой 2D в среднем девоне Западно-Рыбкинской локальной структуре привело к случайному открытию

верхнедевонского нефтеносного рифа. Дальнейшие целенаправленные работы способствовали обнаружению еще одного, Жоховского, продуктивного рифа: обе постройки контролируют Рыбкинское нефтяное месторождение (рис.1-А, 2).

По данным биостратиграфического анализа органогенные постройки имеют петинско-воронежский возраст, перекрыты евлановско-ливенской карбонатно-глинистой (колганской) толщей, которая является покрывкой для нефтяных залежей в рифовых телах (рис.2). В разрезе скв.302 вскрытая мощность органогенных карбонатов достигает 150 м; они представлены светло-серыми, бежевыми известняками практически без глинистых примесей и редкими вторичными доломитами. Чистые от глинистых примесей рифогенные карбонатные разрезы хорошо идентифицируются на кривых гамма-каротажа (рис.3).

По результатам литолого-фациального анализа среди известняков доминируют (около 65 %) биогермные разности, в меньшей степени развиты известняки с биоморфной, биоморфно-детритовой и комковатой структурой. Биогермные известняки имеют массивную, массивно-пятнистую и макрослоистую текстуру. Основными каркасными рифостроителями являются строматопороидеи, реже встречаются водорослевые образования, мелкие кораллы. Вскрытая в скв.302 часть рифового сооружения представляет собой комплекс небольших биостромовых и биогермных образований, а также сопутствующих фаций. Биостромы сложены массивными и пластинчатыми разновидностями строматопороидей (рис.4-А). Толщина подобных колоний колеблется от первых миллиметров до 1-2 см. Для биогермных построек характерны столбчатые, кустистые формы колоний строматопороидей, широкое развитие инкрустационных структур (рис.4-Б). Высота колоний в образцах керн колеблется от 2-5 до 7 см и более. Пространство между каркасными рифостроителями заполнено микритом, микро-тонкокри-

сталлическим кальцитом, мелкими комковатыми образованиями, в которые заключены обломки члеников криноидей, мелких строматопор и кораллов, раковин пелеципод и гастропод, крупных брахиопод, остатки водорослей.

Доминирование в составе биогермных пород строматопороидей, преимущественно микритовый состав заполняющей массы, отсутствие сортировки и признаков окатанности органогенно-детритового материала, присутствие неразрушенных раковин брахиопод с незаполненным осадком внутренними полостями указывают на гидродинамически спокойные условия осадконакопления – ниже уровня волнового прибоя.

Доломитизации наиболее подвержена межкаркасная масса пород, колонии строматопор менее доломитизированы. Характер доломитизации – от рассеянной, рассеянно-пятнистой до сплошной, с полным уничтожением в отдельных прослоях первичных структурно-текстурных особенностей пород и образованием пористо-кавернозных вторичных доломитов. Отмечается спорадическое выщелачивание отдельных мелких органических остатков, а также развитие щелевидных пустот выщелачивания вдоль литогенетических и тектонических трещин.

Высота нефтяных рифовых залежей Рыбкинского месторождения достигает 80 м, площадь 0,4-0,5 км². Благоприятным фактором наличия высокоамплитудной массивной залежи в рифовом теле является его запечатывание карбонатно-глинистой колганской толщей (рис.2). Дебиты нефти – 110-152 м³/с.

Сейсмогеологические условия восточной части Рубежинского прогиба, где верхнефранский рифовый рельеф перекрывается колганской (верхнефранско-нижнефаменской) карбонатно-глинистой толщей, являются благоприятными для картирования небольших по размерам, морфологически хорошо выраженных рифовых построек с помощью современной сейсморазведки. После открытия нефтяного месторождения

на Рыбкинской площади была проведена 3D сейсморазведка. На сейсмических волновых картинах рифы четко опознаются по характерному для верхнедевонских органогенных построек Русской плиты комплексу геолого-сейсмических признаков [4] (рис.5):

– отражение от надрифового горизонта имеют положительный изгиб, резко затухающий вверх по разрезу;

– между отражениями от надрифовых границ наблюдается локальное сокращение временного интервала при увеличении этого параметра между отражениями от надрифового и подрифового горизонтов;

– вблизи рифовых склонов наблюдаются круто наклоненные оси синфазности, связанные либо с недоисключенными в процессе миграции дифрагированными волнами, либо с большим углом падения отражающих площадок;

– в зоне развития рифовой постройки происходит заметное снижение энергии сейсмической записи;

– под рифами могут наблюдаться эффекты "pull-up" – малоамплитудные положительные изгибы отраженных волн, вызванные локальным увеличением интервальной скорости в рифовом теле.

В 90-х годах прошлого столетия Рубежинский прогиб был полностью покрыт 2D сейсморазведкой со средней плотностью сети профилей 2-2,5 пог. км/км² и кратностью перекрытия 24-48. Основными

объектами исследований являлись тектонические дислокации терригенного комплекса девона, при этом новых верхнедевонских рифов обнаружить не удалось. Вместе с тем известно, что внутрибассейновые изолированные рифы, как правило, развиваются группами, объединяющими десятки и даже сотни построек, которые контролируют крупные зоны нефтенакпления [1, 7-9].

Для восточной части Рубежинского прогиба это правило получило подтверждение в 2003-2004 гг., когда по результатам 2D сейсморазведки на Волостновской площади, с кратностью перекрытия 60, было зафиксировано несколько сейсмических аномалий, аналогичных аномалиям от рифов Рыбкинского месторождения (рис.5). Наряду с наличием доманиковой нефтематеринской толщи, а также евлановско-ливенской глинистой крыши (рис.1) эти результаты определяют высокую вероятность обнаружения на юге Оренбургской области новых нефтяных месторождений, связанных со средне-верхнефранскими одиночными рифами. При продвижении в западном направлении, в сторону наиболее погруженной части прогиба, высота рифов, очевидно, увеличивается до 200 м и более. Все эти данные позволяют ожидать открытие в Рубежинском прогибе достаточно крупных по запасам рифовых месторождений УВ, образующих самостоятельную зону нефтенакпления.

Рисунки смотри на стр. 72-75

Л и т е р а т у р а

1. Эффективность сейсморазведки при поисках ловушек рифового типа в Западном Узбекистане /Т.Л. Бабаджанов, В.В. Рубо, В.М. Фомин и др. //Геология и нефтегазоносность рифовых комплексов юга СССР: труды ВНИГНИ. – 1978. – Вып.210. – С.138-151.

2. Ворожбит А.П., Соколова Т.Н. Типы разрезов фаменского яруса и заволжского горизонтов Оренбургской области //Геология и разработка нефтяных и газовых месторождений Оренбургской области: труды ЮУФВНИГНИ. – Саратов: Приволжское кн. изд-во, 1975. – Вып. III (148). – С.27-36.

3. Особенности генерации, миграции и аккумуляции УВ доманикоидных формаций /М.И. Зайдельсон, Е.Я. Сурувиков, Л.Л. Казьмин и др. //Геология нефти и газа. – 1990. – № 5. – С.2-5.

4. Рифы Урало-Поволжья, их роль в размещении залежей нефти и газа и методика поисков /М.Ф. Мирчинк, О.М. Мкртчян, Ф.И. Хатьянов и др. – М.: Недра, 1974. – 152 с.

5. Никитин Ю.И., Фёдорова Т.И. Тектоника и нефтегазоносность отложений девона зоны сочленения Бузулукской и Прикаспийской впадин //Геология нефти и газа. – 1988. – № 6. – С.32-36.
6. Фомина Г.В., Червакова И.И. Перспективы открытия неантиклинальных ловушек в юго-западной части Оренбургской области //Нефтегазоносность северо-восточного обрамления Прикаспийской синеклизы. – М.: ВНИГНИ, 1988. – С.41-45.
7. Хемфил К., Смит Р., Сабо Ф. Геология рифов Биверхилл-Лейк, район Суон-Хиллс //Геология гигантских месторождений нефти и газа. – М.: Мир, 1973. – С.47-80.
8. Hriskevich M.E. Middle Devonian Reef Production, Rainbow Area, Alberta, Canada //AAPG. – 1970. – V.54. – N 1. – P.2260-2281.
9. Mesolella K.J., Robinson D.J., McCormic L.M., and Craiston A.R. Cycle Deposition of Silurian Carbonates and Evaporites in Michigan Basin //AAPG. – 1974. – V.58. – N 1. – P.34-62.

УДК 551.243.6 (470.56)

ТЕКТОНИЧЕСКИЕ ДЕФОРМАЦИИ ОРЕНБУРГСКОГО ПРИУРАЛЬЯ В СВЯЗИ С ПЕРСПЕКТИВАМИ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ

© 2011 г. Е.А. Данилова

НПФ "Оренбурггазгеофизика" ООО "Георесурс"

Оренбургское Приуралье – крайняя южная часть Предуральского краевого прогиба (ПКП), в геотектоническом плане являющегося крупнейшей переходной структурой между Восточно-Европейской платформой и складчатыми сооружениями Урала. Оренбургский фрагмент прогиба имеет площадь около 4 тыс. км² и одну из самых высоких в ПКП плотность ресурсов (44 тыс. т у.т./км²) (Аплонов С.В., 2006), однако характеризуется крайне низкой степенью изученности и разведанности.

Изучение Оренбургского Предуралья началось в тридцатые годы прошлого века с геологосъемочных работ. В конце сороковых годов стали выполняться аэромагнитометрические, гравиметрические и электроразведочные работы. Сейсморазведочные работы на исследуемой территории начали проводиться со второй половины 50-х годов. Уровень и степень детальности исследования территории сейсморазведкой не равномерны. Наиболее изученным является западный борт Предуральского прогиба. Следует отметить, что большая часть сейсмических работ МОГТ проводилась в период станов-

ления метода (аналоговая запись, низкая кратность), вследствие чего результаты работ, выполненных до середины 80-х годов, с позиции освещения строения осадочного чехла нельзя считать достаточно достоверными. Обработка выполнялась в основном с использованием стандартных для того времени программных процедур (без миграции), основанных на использовании средних скоростей. Учитывая сложность геологического строения территории ПКП (интенсивное проявление соляно-купольной тектоники, обилие тектонических нарушений), это приводило к потере непрерывности прослеживания подсолевых границ, серьезным ошибкам в интерпретации и структурных построениях по подсолевым горизонтам. Однако необходимо подчеркнуть, что благодаря отработанным в это и последующее время региональным сейсмическим профилям стало возможным создание геологической модели ПКП. Установлена блоковая структура прогиба, ступенчатое погружение фундамента по системе меридиональных нарушений от бортовых зон к центральной части прогиба. Закартированы крупные ши-