

## ПЕРСПЕКТИВНЫЙ ОБЪЕКТ ДЛЯ ПОИСКОВ УГЛЕВОДОРОДОВ — ПОДНАДВИГОВЫЕ СТРУКТУРЫ ЗАПАДНОГО СКЛОНА ЮЖНОГО УРАЛА

Складчатый Урал представляет собой крупную потенциально нефтегазонасную область, где могут быть открыты новые скопления углеводородов. Во второй половине прошлого столетия было установлено шарьяжно-надвиговое строение Урала (М.А. Камалетдинов, Ю.В. Казанцев, Т.Т. Казанцева, В.Б. Соколов, В.В. Юдин и др.), резко повысившее его нефтегазовый потенциал. Выяснилось, что Зилаирский синклиниорий Южного Урала надвинут на Предуральский краевой прогиб на десятки километров [Камалетдинов, 1974; Казанцев, 1984]. На глубинах около двух километров под флишоидными породами верхнего девона скважины вскрыли отложения нижнего и среднего карбона, а также среднего и верхнего девона, представленные карбонатными формациями платформенного и субплатформенного типов, региональная нефтегазонасность которых установлена в платформенной части Волго-Уральской области.

На приведенном профильном разрезе через зону сочленения Зилаирского синклинория с Предуральским прогибом хорошо видно, как интенсивно дислоцированные породы аллохтона по субгоризонтальной поверхности надвинуты на восточный край Предуральского прогиба в виде четырех шарьяжных пластин (рис. 1, 2).

Самая восточная из них — Мурадымовская, образована фаменским ярусом верхнего девона, нижним и нижней частью среднего карбона, представленными песчано-глинистыми, флишоидными образованиями большой мощности, с рифовыми известняками в основании.

Следующая к западу Суюшевская пластина состоит из флишоидной толщи среднего и верхнего карбона, а самый западный — Суреньский аллохтон образован карбонатной толщей ассельского и сакмарского ярусов нижней перми.

В 1949 г. А.А. Богдановым и Б.М. Келлером [1949] была высказана идея о существовании вдоль границы Зилаирского синклинория с Предуральским прогибом крутой флексуры (ступени), по которой палеозойские отложения круто погружаются в западном направлении, испытывая одновременно резкую смену фаций (орогенных на платформенные). Эта идея впоследствии была поддержана В.В. Эзом, Д.Е. Гафт и Б.М. Кузнецовым [1965], а впоследствии многими другими геологами и геофизиками.

Между тем и геофизические работы показали, что вдоль границы названных структур не существует таких осложнений. Восточное «крыло» Предуральского прогиба продолжается под шарьяжами Зилаирского синклинория к востоку, не испытывая

воздымания в сторону Урала, а напротив, полого погружаясь в этом направлении. Видимость флексуры и ступеней создают шарьяжные пластины, надвинутые с востока на Предуральский краевой прогиб на десятки километров.

Нижний, автохтонный, структурно-формационный комплекс представлен отложениями платформенного типа. Каменноугольные и девонские отложения здесь резко отличаются по составу и мощности от одновозрастных образований аллохтонного структурно-формационного комплекса,

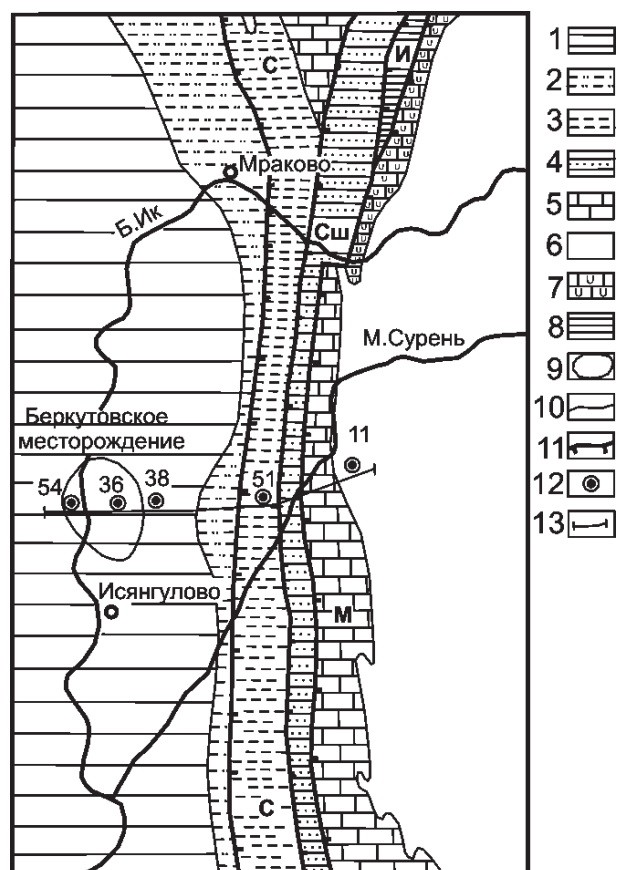


Рис. 1. Обзорная карта

Тектонические пластины: С — Суреньская; СШ — Суюшевская; И — Икская; М — Мурадымовская. 1 — верхнепермские отложения Предуральского прогиба; 2 — нижнепермские отложения зоны передовых складок: аргиллиты, алевролиты; 3 — нижнепермские и верхнекаменноугольные отложения Суреньской пластины: аргиллиты, алевролиты, известняки; 4 — среднекаменноугольные отложения Суюшевской пластины: аргиллиты, алевролиты, песчаники; 5 — нижнекаменноугольные отложения Мурадымовской пластины: аргиллиты, песчаники, известняки; 6 — верхний девон, фаменский ярус, зилаирская свита: граувакковые песчаники, аргиллиты, алевролиты; 7 — девонские отложения: известняки; 8 — силурийские и девонские отложения Икской пластины: известняки, аргиллиты; 9 — Беркутовское газоконденсатное месторождение; 10 — геологические границы; 11 — линии надвигов; 12 — скважины; 13 — линия разреза

развитием преимущественно слоистых карбонатных пород, мощность которых составляет 2–2,5 км. С этими отложениями связываются основные перспективы нефтегазоносности рассматриваемой зоны.

Беркутовское газоконденсатное месторождение, расположенное в западной части приведенного нами разреза, приурочено к антиклинальной складке субмеридионального простирания размерами 10,8×2,5–4 км. На более крутом, восточном ее крыле слои падают под углом 33°, на западном — под углами 15–20°. С востока и запада структура ограничена надвигами, падающими навстречу друг другу (см. рис. 2).

К востоку от Беркутовского месторождения под аллохтонным комплексом структурный анализ позволил нам выделить в отложениях платформенного типа ряд антиклинальных складок, аналогичных Беркутовской, в которых ожидаются залежи нефти и газа.

Восточно-Зириклинская антиклиналь, свод которой по данным МОГТ очерчивается изогипсой –3000 м (кровля среднего карбона), приурочена к надвигу, вскрытому скважинами №№ 36 и 38, имеющему восточное падение. В южной и северной частях антиклинали пробурены скв. № 51 и № 47. В скв. № 47 из отложений среднего карбона был получен непромышленный приток газа. Свод складки прогнозируется северо-западнее скв. № 51.

Скважиной № 51 известняки ассельского яруса вскрыты на глубине 3000 м, а на Беркутовской структуре — скважиной № 36 на глубине 3198 м.

Под Восточно-Зириклинской структурой предполагается Зириклинская глубинная.

Строение поднадвиговой зоны к востоку от Восточно-Зириклинской антиклинали прогнозируется нами исходя из общего стиля тектоники Предуральского прогиба. Здесь проведение сейсмических исследований затруднено из-за развития аллохтонов. Следующая к востоку антиклиналь названа нами Муслимовской (см. рис. 2).

Скважина № 11 вскрыла восточное крыло Асташтамаской и западное крыло Восточно-Асташтамаской антиклиналей. Названные структуры образуют чешуйчато-надвиговый комплекс, перспективный на поиски нефти и газа в отложениях девона и карбона (см. рис. 2).

### НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ

Беркутовское месторождение, открытое в 1976 г., содержит залежь газа массивного типа с этажом газоносности 637 м, продуктивными являются отложения нижнего и среднего карбона. Коллекторами служат плотные карбонатные породы, тип пустотности — трещинный. Содержание метана в газе 84%, сероводорода 5,9%. Плотность 0,754 г/см<sup>3</sup>. Запасы газа 11693 млн. м<sup>3</sup> [Баймухаметов и др., 1997].

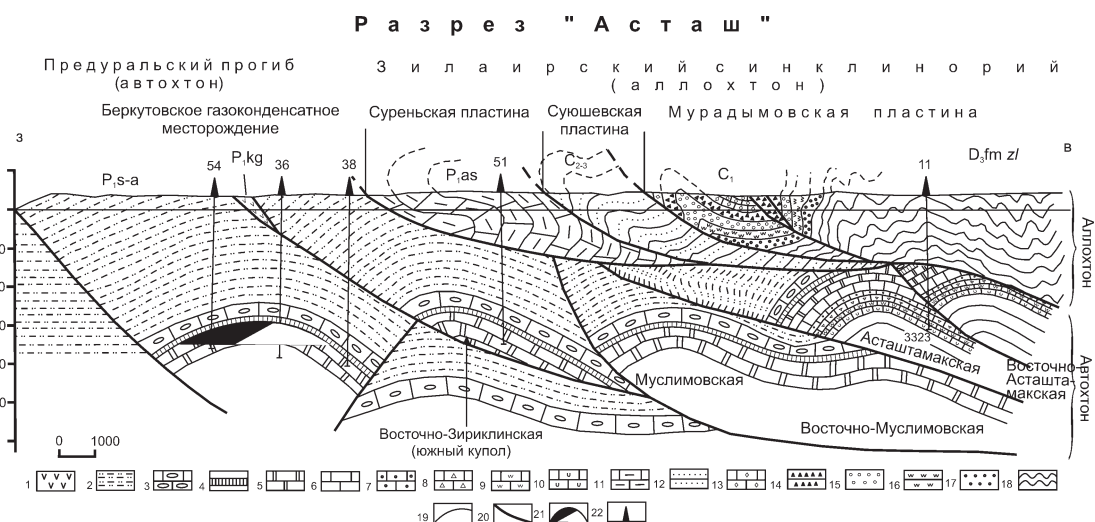


Рис. 2. Разрез «Асташ». Составил Р.А. Исмагилов по материалам бурения глубоких скважин, сейсморазведки МОГТ и данным геологических съемок

1–10 — автохтон: 1–3 — нижняя пермь (1 — кунгурский ярус: гипсы, прослои доломитов; 2 — сакмарский и артинский ярусы нерасчлененные: песчаники, аргиллиты, алевролиты, прослои известняков; 3 — ассельский ярус: известняки, мергели, прослои аргиллитов и песчаников); 4 — верхний карбон: аргиллиты, мергели, доломиты; 5 — средний карбон: известняки, доломиты; 6–8 — нижний карбон (6 — визейский ярус: известняки, доломиты; 7 — визейский ярус, тульский горизонт: известняки глинистые, аргиллиты; 8 — турнейский ярус: глинистые известняки); 9–10 — верхний девон (9 — фаменский ярус: известняки темно-серые, слоистые; 10 — франкий ярус: темно-серые, слоистые известняки); 11–18 — аллохтон: 11 — ассельский ярус: известняки с прослоями аргиллитов; 12 — средний и верхний карбон нерасчлененные: аргиллиты, песчаники, прослои известняков; 13–16 — нижний карбон (13 — башкирский ярус, бухарчинская свита: темно-серые известняки; 14 — визейский ярус, иткуловская свита: мергели, аргиллиты, прослои песчаников, силицитов и известняков; 15 — верхняя часть турнейского яруса, куруильская свита: кремнистые известняки и глинистые сланцы; 16 — нижняя часть турнейского яруса, мазитовская свита: мягкие, слюдяные аргиллиты, прослои песчаников, реже известняков); 17–18 — верхний девон (17 — фаменский ярус, ямашинская свита: окремненные аргиллиты и стекловидные силициты, прослои известняков; 18 — фаменский ярус, зилаирская свита: граувакковые песчаники, алевролиты, аргиллиты); 19 — геологические границы; 20 — разрывные нарушения; 21 — залежь газа; 22 — скважины

Основанием для постановки глубокого поисково-разведочного бурения послужили результаты сейсморазведки, по данным которой здесь намечался антиклинальный вал линейных структур.

К востоку от Беркутовского месторождения выявлен, как отмечалось выше, ряд поднадвиговых антиклинальных складок, перспективных на поиски углеводородов.

Нефть и газ здесь могут содержаться в карбонатной толще девона, нижнего и среднего карбона, а также в подстилающих породах нижнего палеозоя, развитие которых предполагается в этом районе. При благоприятных условиях не исключена возможность открытия в этой зоне скоплений углеводородов и в рифей-вендских отложениях, которые пока остаются слабо изученными.

В скважине № 11 произведено опробование 5 объектов на приток пластового флюида. Пятидюймовая эксплуатационная колонна была спущена на глубину 3158 м. Первый объект испытывался в открытом стволе в интервале 3158–3323 м в карбонатной толще франского и фаменского возраста. Получен непромышленный приток углеводородного газа. Состав:  $\text{CH}_4$  — 87,4%,  $\text{C}_2\text{H}_6$  — 1,7%,  $\text{C}_3\text{H}_8$  — 0,5%,  $\text{C}_4\text{H}_{10}$  — 0,1%,  $\text{H}_2\text{S}$  — 1,6%,  $\text{CO}_2$  — 1,4%,  $\text{N}_2$  — 7,1%.

Второй объект испытывался в интервале 2415–2535 м в отложениях турнейского яруса, а также тульского и угленосного горизонтов визейского яруса нижнего карбона. Вызов притока флюида из пласта производился свабированием с компресированием. Получен слабый приток углеводородного газа. Аналогичные притоки были получены и из других интервалов (2280–2350 м, 2210–2255 м — известняки визейского яруса нижнего карбона, 1780–1380 м — известняки среднего карбона).

### ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Зона сочленения Зилаирского синклинория с Предуральским краевым прогибом представлена двумя структурно-формационными этажами: верхним — аллохтонным и нижним — автохтонным.

Аллохтонный комплекс, образованный интенсивно дислоцированными терригенными отложениями орогенного типа, в западном направлении существенно утоняется и становится малоперспективным на поиски углеводородов. Однако восточнее, с погружением подошвы надвига, нефтегазовый потенциал аллохтона возрастает. Скв. № 3 Асташской площади, например, при испытании зилаирской свиты дала приток газа дебитом 10 тыс. м<sup>3</sup>/сут.

Судя по данным сейсморазведки, скважина № 11 выявила южную часть сложно построенного карбонатного поднятия пород автохтона, воздымающегося под зилаирской свитой в северном направлении. К западу от скв. № 11 установлено еще три антиклинальных перегиба, свидетельствующих о существовании здесь не менее трех положительных структур (см. рис. 2).

Южнее р. Асташ на продолжении Зилаирского синклинория вплоть до его южного замыкания развиты перспективные на нефть и газ поднадвиговые антиклинальные складки, сложенные платформенным типом разреза. Эту поднадвиговую зону мы назвали Сакмаро-Икской. Здесь необходима постановка поисково-разведочных работ с детальной сейсморазведкой и бурением глубоких скважин.

### Литература:

**Баймухаметов К.С., Виктор П.Ф., Гайнуллин К.Х., Сыртланов А.Ш.** Геологическое строение и разработка нефтяных и газовых месторождений Башкортостана. Уфа: РИЦ АНК «Башнефть», 1997. 424 с.

**Казанцев Ю.В.** Структурная геология Предуральского прогиба. М.: Наука, 1984. 184 с.

**Камалетдинов М.А.** Покровные структуры Урала. М.: Наука, 1974. 230 с.

**Келлер Б.М.** Флишевая формация палеозоя в Зилаирском синклинории на Южном Урале и сходные с ней образования. М.: Наука, 1949. 163 с.

**Эз В.В., Гафт Д.Е., Кузнецов Б.И.** Морфология и условия образования голоморфной складчатости на примере Зилаирского синклинория Южного Урала. М.: Наука, 1965. 100 с.