

К ВОПРОСУ О ПЕРСПЕКТИВАХ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ЗАПАДНОГО СКЛОНА ЮЖНОГО УРАЛА

Открытие богатейших скоплений нефти и газа в Поясе надвигов Скалистых гор Северной Америки, после пятидесяти лет безуспешных поисков, убедило геологов в перспективности подобных зон и в других складчатых областях. В России потенциально нефтегазоносной является Уральская складчатая область. Здесь еще в пятидесятые годы прошлого столетия по инициативе Ф.С. Куликова и Н.И. Мешалкина были начаты геологические съемки и бурение глубоких скважин, позволившие установить шарьяжно-надвиговый стиль тектоники этой складчатой зоны и наметить ряд перспективных для поисков нефти и газа площадей. Позже поисковые работы здесь, к сожалению, были прекращены, но в последние годы интерес к ним вновь возрастает.

Одним из представительных и наиболее детально изученных объектов является зона сочленения Зилаирского синклинория с Башкирским антиклинорием и Предуральским краевым прогибом. Эта зона характеризуется сложной геологической структурой (рис.1).

Зилаирский синклинорий, расположенный между зоной Уралтау и Башкирским антиклинорием севернее широтного течения Б. Ика, имеет синклинорное строение, но на участке южного замыкания Башкирского антиклинория имеет вид моноклинали, в пределах которой толщи верхнего девона и карбона погружаются к западу, в направлении Предуральского прогиба. Бурение глубоких скважин показало, что эта зона имеет чашуйчато-надвиговое строение. Здесь выделяются четыре крупные тектонические пластины (последовательно надвинутые друг на друга с востока на запад): Мурадымовская, Нурская, Суюшевская и Суреньская.

Мурадымовская тектоническая пластина сложена породами девонского, нижне- и среднекаменноугольного возраста. Состав и строение палеозойских пород этой пластины существенно отличаются от одновозрастных образо-

ваний поднадвига. Здесь развита мощная толща рифовых известняков нижнего, среднего и франского яруса верхнего девона, не встречающаяся за пределами названной пластины.

Фаменский ярус, в отличие от автохтона (где он представлен пачкой известняков), сложен мощной толщей песчано-сланцевых пород флишевой формации.

На правом берегу Большого Ика подошва Мурадымовской пластины обнажается вдоль западной границы девонского рифового массива, а на левом берегу — вдоль западной границы интенсивно дислоцированных нижне-каменноугольных известняков, полоса которых внезапно обрывается, утыкаясь в широкое поле среднекаменноугольного флиша правого берега реки (рис.1). Отсутствие здесь отложений нижнего карбона объясняется существованием в долине Большого Ика широтного взброса, северное крыло которого поднято, и на нем нижнекаменноугольные породы Мурадымовского аллохтона размыты. Учитывая, что на левом берегу Большого Ика в рифовом массиве обнажены лишь верхнеэффельские, а на правом — нижнедевонские известняки, можно подсчитать (по разнице в мощности), что амплитуда этого взброса составляет около 300 м.

Восточное продолжение Мурадымовской пластины вскрыто скважинами № 12 и 18, пробуренными в долине Большого Ика. Скв.12 вскрыла подошву надвига на глубине 430 м, а скв. 18 — на глубине 972 м. В обоих случаях под рифогенными известняками нижнего девона скважины вошли в терригенную, флишевидную толщу среднего карбона.

Фронтальная часть Мурадымовского покрова представлена одноименной антиклиналью, сложенной рифовыми известняками девонского возраста. Эта структура прослеживается в северо-восточном направлении до широтного течения р. Белой. На левом берегу Б. Ика толща известняков погружается на юг,

под зилаирские граувакки, образуя с ними сложную фестончатую границу, и далее на дневной поверхности не прослеживается. Известняки, залегающие в ядрах двух сжатых антиклинальных складок, выступают среди поля

зилаирских пород и восточнее основного карбонатного массива.

Характер дислоцированности песчано-сланцевых пород зилаирской серии существенно отличается от карбонатных толщ. Здесь

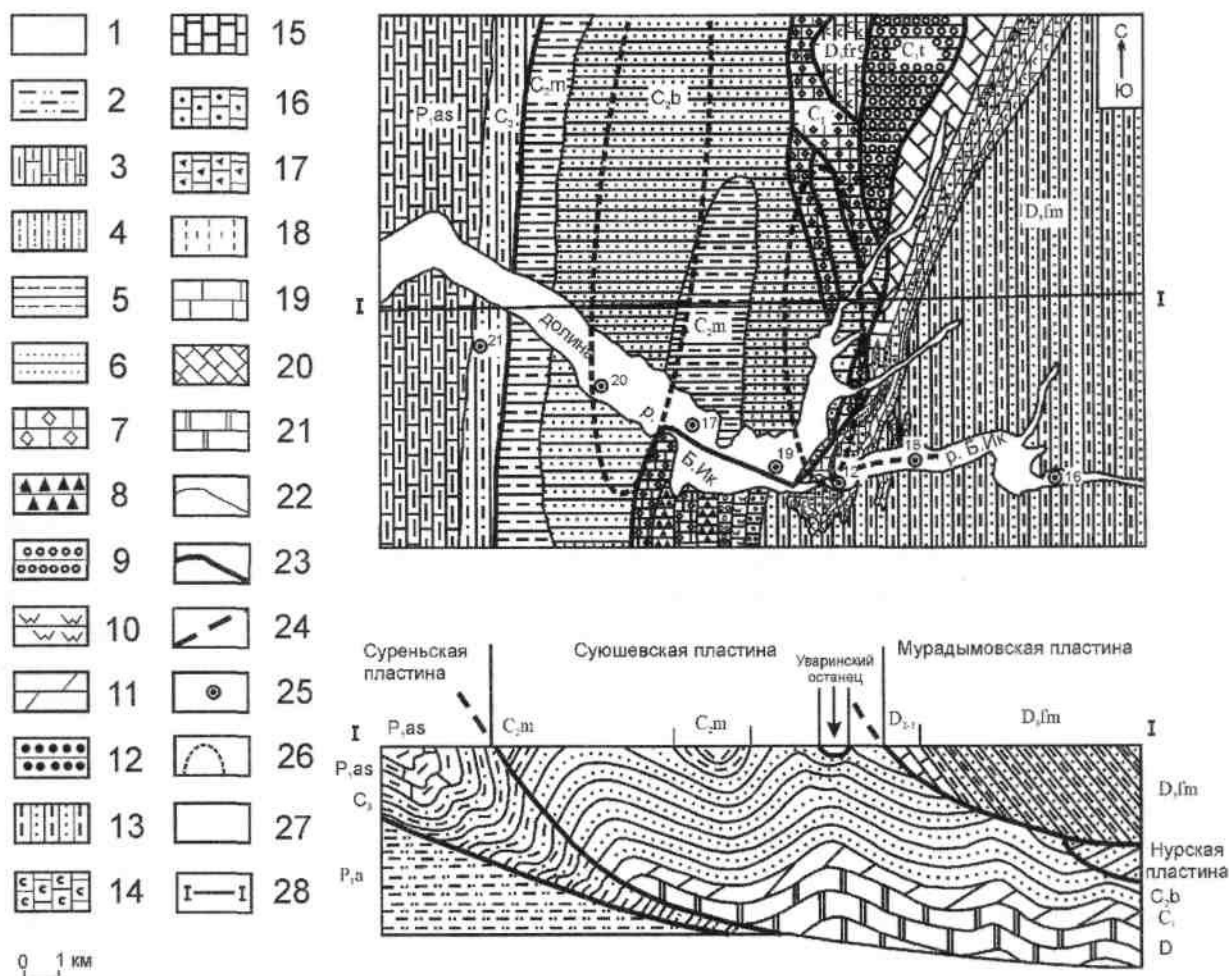


Рис. 1. Геологическая карта правого берега Большого Ика
по М. А. Камалетдинову, Р.А. Исмагилову:

1 - четвертичные отложения: глины, пески, галечники; 2 — нижняя пермь (артинский ярус); 3 — нижняя пермь (ассельский ярус); 4 — верхний карбон; 5 — 6 — средний карбон (5 — московский ярус: аргиллиты, алевролиты, песчаники, прослои известняков; 6 — бакирский ярус: аргиллиты, алевролиты, песчаники); 7-8 — нижний карбон (7 — сергуховский ярус, бухарчинская свита: известняки с прослоями аргиллитов; 8 — визейский ярус, иткуловская свита: мергели, песчаники, известняки с пачками окремнелых аргиллитов); 9 — турнейский ярус, курульская свита: кремнистые аргиллиты и силициты; 10 — турнейский ярус, мазитовская свита: аргиллиты и песчаники; 11 — нижний карбон платформенного типа, нерасчлененный; 12-13 — верхний девон (12 — фаменский ярус, ямашлинская свита: аргиллиты и силициты с прослоями известняков; 13 — фаменский ярус, зилаирская серия: граувакковые песчаники, алевролиты, аргиллиты); 14 — фаменский ярус: известняки; 15 — средний девон, живетский ярус: известняки; 16 — зйфельский ярус: известняки светлые, массивные, рифогенные; 17 — вязовские слои: слоистые известняки; 18 - мурадымовская свита: аргиллиты, алевролиты, кварцевые песчаники; 19 — нижний девон, эмский ярус: светлые рифогенные известняки; 20 — пражский ярус: светлые, массивные рифогенные известняки; 21 — девонские отложения платформенного типа, нерасчлененные; 22 — геологические границы; 23 — тектонические контакты; 24 — предполагаемая линия контакта под четвертичными отложениями; 25 — буровые скважины; 26 — контуры предполагаемых нефтяных ловушек; 27 — предполагаемые залежи нефти; 28 — разрез по линии I-I

развиты узкие линейные складки меридионального и северо-восточного простирания, согласного с границами Зилаирского синклинория. Толщина Мурадымовской пластины возрастает в восточном направлении до 3-4 км. Амплитуда Мурадымовского шарьяжа, по данным М.А. Камалетдинова, составляет несколько десятков километров.

Нурская тектоническая пластина была выявлена под Мурадымовским шарьяжем при бурении скважины № 18. Породы карбона и девона здесь представлены субплатформенными карбонатно-терригенными фациями, аналогичными развитым в Предуральском краевом прогибе. Наиболее древними в разрезе скважины № 18 являются известняки живетского яруса среднего девона. Пластина смята в крупную антиклинальную складку, прижатую с востока к надвигу, вскрытому скважиной на глубине 2475 м. Эта антиклиналь названа нами Нурской. Скважиной пройдено ее западное крыло, свод которого расположен восточнее. Кровля нижнекаменноугольных известняков здесь вскрыта на глубине 1455 м, что на 1000 м выше одновозрастных отложений, пройденных скважиной № 12. В пределах Нурской пластины предполагается под живетскими пластами залегание пород эйфельского яруса, а также силура и ордовика, что может существенно повысить нефтегазовый потенциал рассматриваемой структуры.

Суюшевская тектоническая пластина надвинута с востока на Суреньскую. Она сложена терригенным флишем среднекаменноугольного возраста. В междуречье Большого и Малого Ика породы пластины обнажены в виде полосы шириной 6-7 км, которая южнее сужается до 1-1,5 км и далее прослеживается до р. Ассели, где перекрыта Мурадымовским надвигом.

В 1,5 км юго-западнее д. Увары, приблизительно в центральной части Суюшевской пластины, пробурена скв. 19, которая при глубине 2301 м не вышла из терригенных флишоидных отложений среднего карбона, что подтверждает их большую мощность. Между реками Асселью на юге и Малым Иком на севере среднекаменноугольные образования Суюшевской пластины надвинуты с востока на породы верхнего карбона Суреньской пластины. Скважиной 17, пробуренной в долине Большого Ика, вблизи д. Хвалынское, на глубине 1600 м

вскрыта подошва Суюшевского покрова и пройдены в подстилающие верхнекаменноугольные отложения Суреньской пластины до глубины 2314 м.

Продолжение Суюшевской пластины под надвигами встречено скв. 12 и 18 (Мурадымово) на глубинах, соответственно, 430 и 2430 м. В первом случае эти породы залегают под Мурадымовским покровом, скважина прошла по ним 2162 м, а во втором — под Нурским.

Обнаженная часть Суюшевской пластины смята в две антиклинальные складки, разделенные Тигермантауской синклиналью. Восточная антиклиналь выделена нами под названием Аминатауской, а западная — Йа-Синской.

Аминатауская антиклиналь выпянута в меридиональном направлении, согласном с общим простиранием структур Урала. Свод складки сложен породами башкирского яруса, а западное крыло отложениями московского яруса среднего карбона. Восточное крыло структуры погружается под Мурадымовскую и Уваринскую тектонические пластины, сложенные более древними породами девона и нижнего карбона. Южная периклиналь структуры перекрыта аллохтонными отложениями верхнего девона и нижнего карбона. Северное замыкание выражено менее четко, но общая конфигурация структуры позволяет считать, что расположено оно на широте северной центроклинали Тигермантауской синклинали. Протяженность шарнира антиклинали составляет примерно 10 км, ширина размаха крыльев — 4 км, высота — около 1000 м. Аминатауская структура представляет интерес для поисков нефти и газа в отложениях карбона и девона. Девонские отложения, представленные здесь породами платформенного типа, залегают предположительно на глубине 3000 м.

Йа-Синская антиклиналь простирается в меридиональном направлении на 16 км, ширина размаха крыльев 4,5 км, высота около 1200 м. Сводовая часть структуры сложена терригенными, флишоидными осадками башкирского яруса, а на крыльях обнажены песчано-глинистые образования московского яруса среднего карбона.

Эта структура также перспективна на нефть и газ в отложениях нижнего карбона и девона, представленных в платформенных и субплат-

форменных фациях. Девон залегает предположительно на глубине 3000 м.

Уваринский останец шарьяжа закартирован на поверхности флишоидных пород среднего карбона, слагающих Суюшевскую пластину. Он сложен нижнекаменноугольными и отчасти верхнедевонскими образованиями.

Уваринский останец имеет длину 20 км и ширину до 5 км, представляя самостоятельную пластину, перекрытую с востока Мурадымовским тектоническим покровом.

Стратиграфический разрез палеозоя расма-триваемой пластины характеризуется следующими особенностями. Средний карбон, как и в Суюшевской пластине, представлен терригенным флишем, в нижнем карбоне выделяются свиты местного значения (куруильская, иткуловская и бухарчинская), но турне, как и на западе, сложен известняками; в девоне развиты известняки и кварцевые песчаники платформенного типа. Разрез Уваринского останца покрова интересен тем, что относится к переходному типу между геосинклинальным и платформенным. Подобный разрез в естественных обнажениях более нигде не встречается.

Отложения Уваринского останца покрова залегают в форме моноклинали с западным падением слоев, причем на севере пласты образуют «торцовые» окончания, вдоль которых со среднекаменноугольными отложениями поднадвига контактируют различные свиты нижнего карбона.

ВДОЛЬ западной фронтальной части покрова известняки бухарчинской свиты смяты в линейную Шигрышскую антиклиналь, прослеживающуюся в субмеридио-нальном направлении более чем на 10 км при ширине 2,5 км. Шарнир складки наиболее приподнят на широте д. Шигрыш, где антиклиналь имеет коробчатую форму с более крутым западным крылом.

Суреньская тектоническая пластина сложена флишоидными породами среднего и верхнего карбона и молассой ассельско-сакмарского яруса нижней Перми. Средний карбон вскрыт скважиной №17 под Суюшевской пластиной на глубине 1500 м. Представлен он песчано-глинистой флишоидной толщей, пройденной скважиной до глубины 2314 м.

В составе верхнего карбона здесь выделяются абзановский, зианчуринский и оренбургский горизонты. Западная часть Суреньской пластины перебурена скважинами № 20, 21, 22. Смятые в складки нижнепермские и каменноугольные отложения наиболее интенсивно дислоцированы вдоль фронта надвига, где слои часто имеют опрокинутое к западу залегание. Тектонический контакт выступает на поверхность вдоль западной границы ассельско-сакмарских известняков, в ряде мест его можно наблюдать в обнажениях.

Перспективы нефтегазоносности района

С межгорными и предгорными впадинами во всем мире связаны богатые скопления нефти и газа. Нефтегазоносные провинции известны как в палеозойских (герцинских), так и в более молодых (альпийских) предгорных прогибах. К ним относятся; провинции Волкерода в Тюрингии, Скалистые горы, Маракайбский бассейн в Северной Америке, Паннонский, Вендский и Трансильванский бассейны в западной Европе.

Богатой нефтегазоносностью отличается Предуральский краевой прогиб, скопления углеводородов в котором приурочены к принадвиговому антиклинальным складкам: Кинзебулатовской, Бакракской, Воскресенской, Табынской, Саратовская и др. (рис. 2). Он граничит с Зилаирским синклиналием

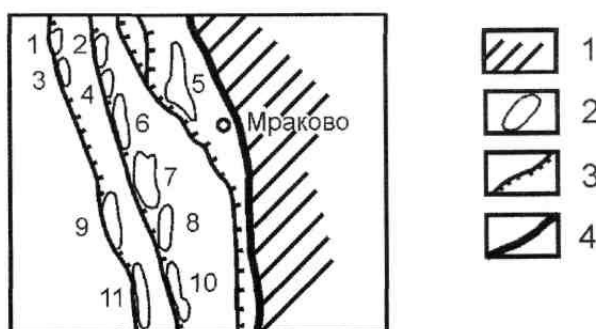


Рис. 2. Структурная карта южной части Предуральского прогиба:

1 — складчатый Урал; 2 — антиклинальные структуры; 3 — надвиги; 4 — фронтальный надвиг складчатого Урала
Цифры на карте: 7 — Муллагуловская, 2 — Восточноволостновская, 3 — Волостновская, 4 — Североподгорновская, 5 — Таульская, 6 — Подгорновская, 7 — Саратовская, 8 — Южно саратовская, 9 — Тавакановская, 10 — Исимовская, 11 — Каскиновская

и характеризуется общностью фаций каменноугольных и девонских отложений автохтона. Здесь открыто большое число месторождений нефти и газа, связанных с нижнепермскими рифовыми массивами, а также с антиклинальными складками, в которых нефть содержится в нижней перми, карбоне и девоне. Обнаружение месторождений нефти и газа в восточной части Предуральского прогиба в непосредственной близости от складчатого Урала вызывает особый интерес. Саратовское высокодебитное газовое месторождение, расположенное вблизи западного борта Зилаирского синклиория, приурочено к антиклинальной складке, осложняющей региональный Саратовский надвиг. Газ здесь содержится в пористомелкокавернозных и трещиноватых известняках среднего карбона. Этаж газоносности 290 м. Дебит скважины достигает 2 млн м³/сут. На Табынской антиклинальной структуре нефть приурочена к трещиноватым и кавернозным известнякам эйфельского, живетского и франского ярусов. Этаж нефтеносности достигает 350 м, дебит составляет 70-80 т/сут.

Зона богатого нефтегазонакопления бурением скважин прослежена, как видим, до передовых складок Урала. Имеются убедительные данные, позволяющие считать, что эта зо-

на продолжается к востоку в область Зилаирского синклиория. Доказательством тому служат вскрытые глубокими скважинами регионально нефтегазоносные отложения платформенного типа под аллохтонами Зилаирского синклиория, в которых выявлены интенсивные газопроявления.

Литература

Казанцев Ю.В. Структурная геология Предуральского прогиба. М.: Наука, 1984. 185 с.

Казанцева Т.Т. К стратиграфии зилаирской серии западного склона Южного Урала // ДАН СССР. 1970. Т. 194, №3. С.649-652.

Казанцева Т.Т. Особенности геологического строения северной части Зилаирского синклиория в связи с перспективами нефтегазоносности: Тез. докл. / Научн.сес. по нефтегазон. и металлогении Ю. Урала и Приуралья. Уфа: БФАН СССР, 1971. С. 21-25.

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

Келлер Б.М. Флишевая формация в Зилаирском синклиории на Южном Урале и сходные с ней образования. М., 1949. 166 с.

Стратиграфические схемы Урала (докембрий, палеозой) / Межвед. стратигр. комитет России. Екатеринбург, 1993. 151 схема. Объяснит. записка. 152 с.