

И. С. Хан<sup>1</sup>, А. Г. Черепанов<sup>2</sup>, А. И. Олихова<sup>1</sup>

## О ПЕРСПЕКТИВАХ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ВОСТОЧНОГО БОРТА ПРЕДУРАЛЬСКОГО ПРОГИБА И ПЕРЕДОВЫХ СКЛАДОК ЮЖНОГО УРАЛА И РЕКОМЕНДАЦИИ ПО ПОСТАНОВКЕ НА НИХ РЕКОГНОСЦИРОВОЧНЫХ СЕЙСМОРАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ МОГТ 2Д, МОГТ ШП В КОМПЛЕКСЕ С ГРАВИМЕТРИЕЙ

В настоящее время Оренбургская область вышла на второе место по добыче углеводородного сырья в Российской Федерации после Тюменского региона. Для поддержания добычи на высоком уровне необходимо вовлечение в поиски залежей углеводородов новых, малоосвоенных территорий. Высокими перспективами на поиски залежей углеводородов (УВ) обладают Предуральский прогиб и передовые складки Урала.

О перспективности этих зон Южного Урала на нефть и газ писали Р.С. Билалов и др. [1966, 1968], М.А. Камалетдинов и др. [1966], М.А. Камалетдинов [1974], К.А. Маврин и А.Т. Колотухин [1975], М.И. Варенцов и др. [1976], Ю.В. Казанцев [1984], В.С. Афанасьев и др. [1985], И.А. Щекотнова [1987, 1990], М.А. Политыкина и др. [2009].

Первые сведения о наличии газопроявлений в передовых складках и в целом на Южном Урале относятся к 1934 г. Положение этих и более поздних проявлений УВ показано на рис.

В эффузивах девонского возраста при бурении неглубоких скважин в районе Ириклинского ущелья в Западномагнитогорской зоне на реке Урал (Оренбургская область, 65 км севернее г. Орск) были отмечены выделения газов. Согласно данным А.А. Черепенникова [1936 г.], в пробе газа, отобранной из скважины, было отмечено:  $\text{CO}_2$  — 0,2%;  $\text{CH}_4$  — следы (менее 0,1%);  $\text{H}_2$  — 80,4%;  $\text{N}_2$  + редкие газы — 19,4%; в том числе легких инертных газов (гелия и неона) — 0,001% и тяжелых инертных газов — 0,478%.

В Кувандыкском районе Оренбургской области при проходке в 1934 г. разведочной скв. № 20 на Блявинском месторождении медноколчеданных руд (Кургано-Сакмарская зона) на гл. 200 м отмечались выделения газа. Как отмечает Г.Б. Роговер [1934 г.], «выделение этого газа (предположительно  $\text{H}_2\text{S}$ ) часто оказывалось настолько обильным, что, помимо периодического проветривания вышки (буровой), иногда работу на ней приходилось на некоторое время прерывать». При этом природа газа, его состав и дебет не изучались.

Южнее Оренбургской области, на территории Республики Казахстан, в пределах южного продолжения Центрально-Уральского поднятия и западного борта Магнитогорского синклинория Южного Урала (зона Урал-Тау Мугоджарских гор Казахстана) Г.И. Водорезовым [1942 г.] в окрестностях пос. Черкасское Актюбинской области Казахстана в шурфе на гл. 34 м встречен прослой (мощностью 0,03 м) *асфальтита* в глинистых сланцах с прослоями мергелей визейского возраста.

В районе речки Шак-пак-тас-Бакай, в 2 км к северо-западу от пос. Черкасское, в климениевых (органогенных) известняках и в подстилающих их черных битуминозных известняках верхнего девона встречены твердые *битумы*. Битумы выполняют вместе с марказитом раковины климений, а также встречены в виде линзочек и жилок по трещинам известняков.

Жидкие *нефтеподобные битумы* были также встречены в климениевых известняках, где они образуют редкие каплеобразные скопления по трещинам вместе с твердыми битумами.

В семидесятых годах XX века при бурении скважин на Северо-Подольском медноколчеданном месторождении (Башкирия, Западномагнитогорская зона) были отмечены газовыделения, в составе которых обнаружены водород, метан с примесью тяжелых газообразных углеводородных соединений, углекислый газ, крайне незначительные количества сероводорода, гелий и аргон. Интенсивность выделения горючих газов была незначительной [Болотин, 1979 г.].

При проведении в 1983–1988 гг. детальной разведки Комсомольского месторождения медноколчеданных руд (Кургано-Сакмарская зона) в 3,5 км к востоку от г. Медногорск в скважинах отмечались проявления газа и битума [Сементин и др., 1988].

Основанием для изучения газоносности Комсомольского месторождения медноколчеданных руд послужило наличие в рудах и вмещающих вулканогенно-осадочных образованиях блявинской и херсонковской свит углеродистых веществ (твердых и жидких битумов), а также отдельные незначительные газопроявления.

Проведенными исследованиями установлено, что углеродистые вещества Комсомольского месторождения разнообразны по составу и довольно

<sup>1</sup> Управление по недропользованию по Оренбургской области.

<sup>2</sup> ОАО «Оренбургская геофизическая экспедиция».

широко распространены. Среди них установлены кериты, асфальтиты, нефтеподобные битумы и другие битуминозные вещества.

*Керит* широко развит в диабазовой толще всячего бока месторождения, в особенности на участках интенсивного расщепления и брекчирования. Иногда в большом количестве он присутствует в цементе тектонических брекчий, составляя до 10–20% объема породы. Он наблюдается в ассоциации с минералами гидротермального происхождения: кальцитом, кварцем, хлоритом.

*Асфальтит* обнаруживается реже, в виде прожилков и гнезд.

В колчеданных рудах прожилков и включений керита или асфальтита не было замечено. Однако отмечались случаи присутствия этих минералов углерода за пределами рудного тела, в прожилках, в ассоциации с рудными минералами, образующимися в наиболее позднюю стадию гидротермального процесса. В этих случаях керит встречался в составе сульфидно-кальцитовых и сульфидно-баритовых прожилков.

*Нефтеподобный битум* характеризуется светло- и темно-зеленым цветом, состав его химическим методом не изучен. Встречается он реже керита и приурочен преимущественно к породам лежащего бока месторождения, где заполняет либо тонкие трещинки (до 1–2 мм), либо неправильные пустоты (размером 1–2 см).

Кроме керитов, асфальтитов и нефтеподобных битумов, на месторождении обнаружено большое разнообразие свободных (битум А) и связанных (битум С) дисперсных битуминозных веществ.

Среди этой группы битумов, по данным люминисцентно-битуминологических исследований, отмечаются смолисто-асфальтеновые, средние, маслянистые и легкие битумы. Максимальное содержание битумов колеблется от десятитысячных долей до первых %. Содержание дисперсных битумов чаще всего устанавливается в колломорфных тонкозернистых колчеданных рудах и минералах пострудной стадии — кальците, кварце и цеолите и достигает 2,56%.

Вмещающие вулканогенные породы, гидротермально измененные в дорудную стадию, также характеризуются повышенным содержанием битумов, которое увеличивается с возрастанием степени пористости и трещиноватости. За пределами месторождения по мере удаления от рудной залежи количественное содержание битумов уменьшается, а их качественный состав меняется от смолисто-асфальтового и среднего битумов, характерных для колчеданных руд, до маслянистого и легкого.

Газосодержание пород и руд Комсомольского месторождения во многом зависит от их коллек-

торских свойств (пористости, газопроницаемости и сорбционной емкости).

В целом породы и руды Комсомольского медноколчеданного месторождения характеризуются широким диапазоном открытой пористости от 0,9 до 18,2%. Максимальные значения открытой пористости для монолитных пород невелики и обычно не превышают 1,0%. По мере увеличения степени трещиноватости и раздробленности пород эффективная пористость увеличивается до нескольких процентов. Это также может быть обусловлено снижением содержания остаточной воды. Высокие значения открытой пористости в большинстве случаев хорошо коррелируются с повышенной газопроницаемостью пород.

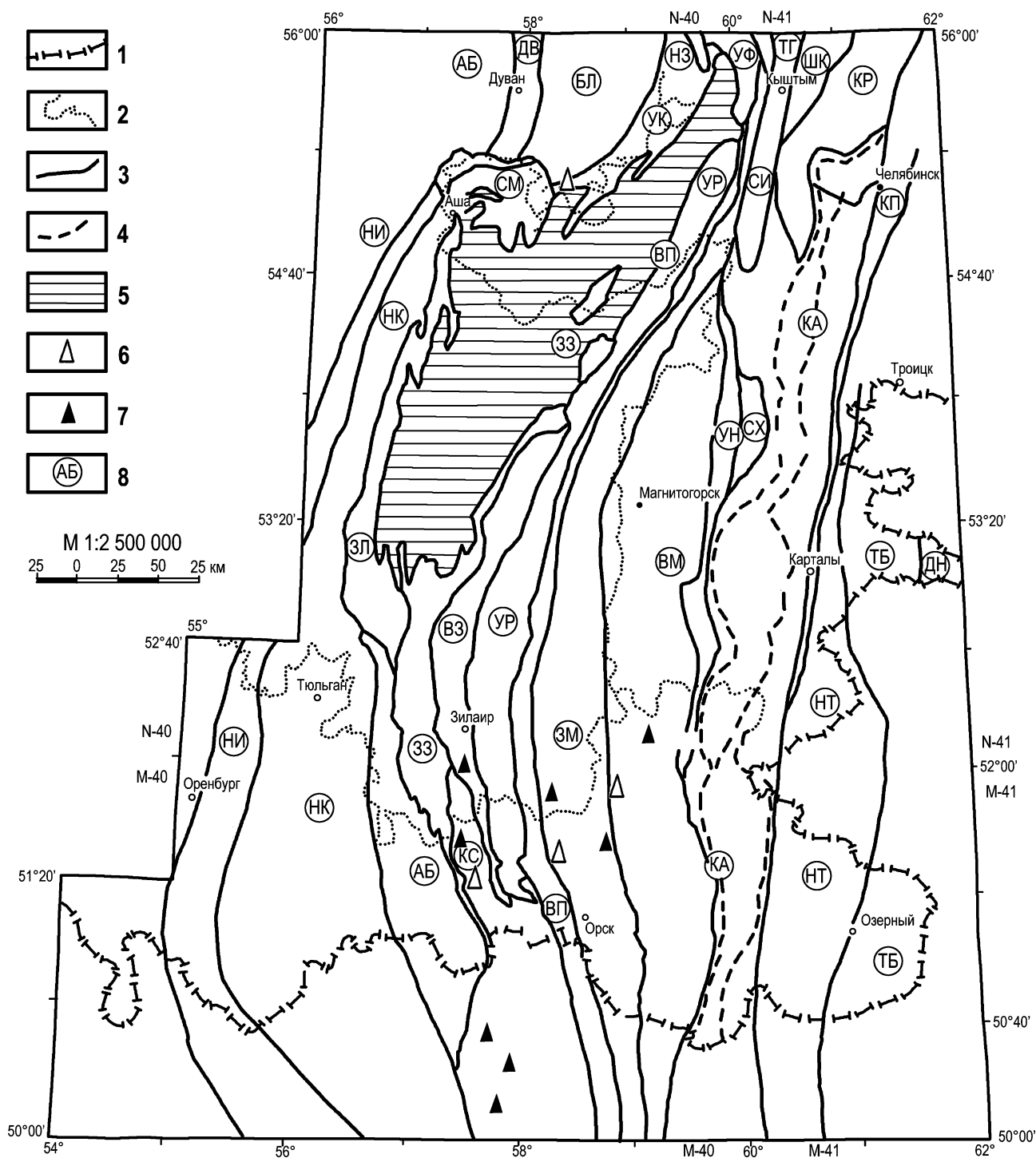
Монолитные породы и руды характеризуются весьма незначительной газопроницаемостью — менее 0,01 миллидарси и по классификации Г.И. Теодоровича могут быть отнесены к практически непроницаемым породам.

С породами, характеризующимися большей газопроницаемостью и эффективной пористостью, связаны выделения углеводородных газов в скважинах, что установлено в процессе непрерывного и точечного газового каротажа (скв. 1029, гл. 120,1 м, 142,7 м, 172,1 м, порода — трещиноватые хлоритизированные базальты; скв. 1034, гл. 175,2 м, порода — трещиноватые базальтовые порфириты).

В составе газов Комсомольского месторождения присутствуют: азот, углеводородные газы (метан и тяжелые газообразные углеводороды, углекислый газ). Гелий был обнаружен в пределах месторождения при проведении газосъемочных работ в зонах разрывных нарушений в довольно значительных количествах, почти в 100 раз превышающих его фоновое содержание. Основными газовыми компонентами являются азот, углеводородные газы и углекислый газ.

Весьма характерным для газов, десорбированных из пород Комсомольского месторождения, является резкое преобладание тяжелых газообразных соединений над метаном (от 3 до 40 раз). Это, по-видимому, объясняется как преобладанием высокометаморфизованных битуминозных соединений, где легкие газообразные углеводородные соединения, в частности, метан, улетучились в значительной степени в результате процессов преобразования исходного битуминозного вещества, так и сильной дегазацией месторождения. Содержание тяжелых углеводородных соединений не превышало 7,79 см<sup>3</sup>/кг.

В связи с плохими коллекторскими свойствами медноколчеданных руд и вмещающих вулканогенно-осадочных пород, основными путями перемещения и локализации природных газов являются зоны повышенной проницаемости пород,



**Рис. Проявления газа, битумов, асфальтитов на Южном Урале (схема районирования территории Южно-Уральской серии для образований палеозоя)**

**Условные обозначения:** 1, 2 — административные границы: 1 — Российской Федерации, 2 — Республики Башкортостан и Челябинской областей; 3, 4 — геологические границы: 3 — зон; 4 — подзон; 5 — рифейские образования; 6 — проявления газа; 7 — проявления битумов, асфальтитов; 8 — названия зон: АБ — Абдуллинская, ДВ — Дуванская, БЛ — Белокатайская; УК — Ункурданская; НЗ — Нязепетровская; СМ — Симская; НИ — Нежинско-Ишимбаевская; НК — Никольско-Красноусольская; ЗЛ — Зилимо-Зиганская; АБ — Абзановская; ЗЗ — Западнозилаирская; КС — Курагано-Сакмарская; ВЗ — Восточнозилаирская; УР — Уралтауская; УФ — Уфалейская; ТГ — Тагильская; СИ — Сысертско-Ильменогорская; ШК — Шипово-Коневская; КР — Касаргино-Рефтинская; ВП — Вознесенско-Присакмарская; ЗМ — Западномагнитогорская; ВМ — Восточномагнитогорская; УН — Уйско-Новооренбургская; СХ — Сухтелинская; КА — Кочкарско-Адамовская (подзоны: 3 — Западная, Ц — Центральная, В — Восточная); КП — Копейская; НТ — Нижнесанарско-Текельдытауская; ТБ — Троицко-Буруктауская; ДН — Денисовская

т. е. трещины и трещиноватые зоны вблизи разрывных нарушений.

Содержание природных газов в промывочной жидкости, отобранной при бурении монолитных пород, было незначительное —  $36,7 \text{ см}^3/\text{л}$ , а в жидкости при проходке нарушенных и трещиноватых пород — гораздо выше и достигало  $181,6 \text{ см}^3/\text{л}$ . Основным газовым компонентом являлся азот, содержание которого в ряде проб промывочной жидкости превышало 90%. Максимальное количество азота было отмечено при бурении трещиноватых подушечных лав основного состава (скв. № 1025, гл. 216,5 м) и составляло  $169,64 \text{ см}^3/\text{л}$ . В процентном выражении концентрация азота в природной газовой смеси здесь составляла 92,4%.

В значительно меньших количествах был отмечен углекислый газ, содержание которого не превышало  $5,62 \text{ см}^3/\text{л}$  или 11,3% (скв. № 1029, гл. 394,0 м; сплошная медно-цинковая руда).

Содержание метана в промывочной жидкости несколько выше, чем углекислого газа. Максимальные количества метана были отмечены по скв. №№ 1029, 1034 и 1027 и, соответственно, составляли:  $20,54 \text{ см}^3/\text{л}$  (гл. 172,6 м; трещиноватый диабаз),  $20,74 \text{ см}^3/\text{л}$  (гл. 175,2 м, базальтовый порфирит) и  $11,18 \text{ см}^3/\text{л}$  (гл. 172,0 м, диабазовый порфирит).

Несомненно, в природных газах, находящихся в трещинах, в свободном и растворенном в подземных водах состоянии, содержатся и тяжелые газообразные углеводороды. Однако в связи с загрязнением промывочной жидкости смазочными материалами они не определялись.

В составе газов зон разломов месторождения (Рудный, Широкий, Центральный и др.) были отмечены повышенные концентрации гелия в количестве  $n \cdot 10^{-2}\%$  или  $n \cdot 10^{-3} \text{ см}^3/\text{л}$  подземных вод.

Проведенные расчеты интенсивности газовой выделений показали, что она изменяется в широких пределах и находится в прямой зависимости от трещиноватости и битумонасыщенности пород.

Максимальная интенсивность поступления азота была отмечена при бурении кремнистых сланцев по скв. № 1027 на гл. 135,6 м и составляла  $0,44 \text{ м}^3/\text{п. м}$ .

Никакой закономерности в интенсивности выделения азота в зависимости от глубины или состава пород не выявлено.

Интенсивность выделения углекислого газа в процессе бурения скважин весьма незначительна и в среднем не превышала  $3 \cdot 10^{-3} \text{ м}^3/\text{п. м}$ .

Интенсивность выделения метана в промывочную жидкость бурящихся скважин почти на порядок выше, чем углекислого газа. Она изменялась от 0,00 до  $0,088 \text{ м}^3/\text{п. м}$ . Средняя интенсивность выделения метана в зависимости от петрографи-

ческого состава пород изменялась от  $5 \cdot 10^{-5} \text{ м}^3/\text{п. м}$  (сплошной серный колчедан) до  $8,6 \cdot 10^{-5} \text{ м}^3/\text{п. м}$  (туфы).

Максимальное содержание суммы углеводородных газов в газовой смеси было установлено при бурении трещиноватых базальтовых порфиритов по скв. № 1034 на гл. 175,2 м и составляло 14,10%; в сплошной медноколчеданной руде по скв. № 1029 на гл. 347,7 м — 10,86%.

Основными газовыми компонентами месторождения являются азот, углеводородные газы и двуокись углерода. По всей вероятности, присутствует и водород. Остальные газовые компоненты (гелий, сероводород, аргон) содержатся в виде примесей. Так как преобладающее количество азота имеет воздушное происхождение, то по составу природные газы можно отнести к углекисло-углеводородным.

Согласно мнению В.Н. Флоровской [1964 г.], процесс образования этих веществ, по-видимому, был многостадийным, направленным и отвечал общим закономерностям сравнительно низкотемпературного гипогенного минералообразования.

При проведении детальных поисков бокситов на Терменском участке (на участке перекрытия девонских известняков по надвику рифейскими гнейсами в Западнозилаирской зоне) в 1980–1982 гг. [Лукьянова и др., 1982 г.] на территории Салаватского района Башкирии скв. № 56 (профиль Салиаз), № 57 (профиль 121) было вскрыто газопроявление в фаменских отложениях верхнего девона. Фаменский ярус представлен здесь *битуминозными* известняками с прослоями глинистых сланцев, где по трещинам развиваются кристаллическая сера, флюорит и ангидрит. *Битуминозность* пород сверху вниз возрастает.

В процессе бурения скв. № 57 с забоя (гл. 497 м) произошел выброс промывочной жидкости и шлама на высоту до 20 м и открылся газовый фонтан. Газ имел резкий сероводородный запах. Ожидаемое пластовое давление составило около 50 атмосфер. Через 2 недели постепенно уменьшающееся выделение газа прекратилось, однако при возобновлении проходки скважины отмечалось самоизлияние пластовой воды с выделением газа.

Указанная скв. № 57 с гл. 35,8 м и до гл. 516,2 м вскрыла карбонатную толщу  $D_3 \text{ fm}$ , состоящую из переслаивающихся глинистых, афанитовых и органогенных известняков с доломитами и прослоями аргиллитов. Известняки и доломиты часто кавернозные закарстованные. В органогенных известняках отмечаются многочисленные реликты остракод, пеллеципод, брахиопод (*Cyrtospir cf. archiaci* Vern —  $D_3 \text{ fm}$ ). Скважина из карбонатной толщи не вышла. С гл. 420,0 м и до забоя (516,2 м) извест-

няки и доломиты битуминозные. На гл. 497,0 м открылся газовый фонтан с резким сероводородным запахом.

Скв. № 56 на гл. 448,0 м вскрыто аналогичное газопроявление, сопровождавшееся взрывом и самовоспламенением газа. Высота факела пламени составила несколько метров. По показаниям ГК-4 горноспасательной службы Бакальского рудоуправления концентрация газов  $\text{CO}_2$ ,  $\text{H}_2\text{S}$ ,  $\text{NO}_2$  оказались выше допустимой нормы.

Скв. № 56 с гл. 11,0 м и до 468 м также вскрыла карбонатную толщу  $D_3\text{fm}$  и не вышла из нее. Однако битуминозные известняки встречены уже с гл. 76,0 м. В инт. 438,0–468,9 м керн покрыт желто-зеленоватым веществом, а на гл. 461,8 м каверны заполнены маслянистым веществом желтовато-серого и зеленоватого цвета — возможно нефтью.

Признаки наличия газа были отмечены также в скв. № 52 (профиль 136), в керне отмечались кристаллическая *сера* и ангидрит, а при каротаже скважины буровые и каротажные снаряды под воздействием газа покрывались черным налетом.

Кристаллическая *сера* и ангидрит, являющиеся косвенными признаками близости газа, отмечались и в скв. №№ 60, 61 (профиль 105) и 58 (профиль 121). Кроме того, по данным бурения, в скважинах отмечалась повышенная битуминозность пород и нередко наблюдались каверны размерами от 1 до 5 см в поперечнике, заполненные темным маслянисто-жидким веществом (битум или нефть).

При проведении поисковых работ на бокситы на Улуирском месторождении (залежь II) в Саткинском районе Челябинской области [Лукьянова и др., 1990 г.], также отмечалось газопроявление в скв. № 2026 (профиль 135), аналогичное проявлению газа в вышеотмеченной скв. № 57.

Таким образом, в пределах участков геолого-разведочных работ на бокситы (Терменевский участок, Улуирское месторождение), нефте- и газопроявления прослежены в виде узкой полосы северо-восточного простирания на протяжении 3,5 км. Приурочены они, очевидно, к зоне трещиноватых битуминозных доломитов и известняков верхнего девона ( $D_3\text{fm}$ ) с прослоями глинистых пород. При этом фаменские отложения верхнего девона ( $D_3\text{fm}$ ) в восточной и южной частях Терменевского участка перекрыты верхнерифейскими толщами инзерской ( $R_3\text{in}$ ) и миньярской ( $R_3\text{mn}$ ) свит Центрально-Уральского поднятия Южного Урала (Западнозилайская зона) по надвику (шарьяжу?) [Казанцева, 1985]. В структурном отношении газопроявление приурочено к юго-восточному крылу Улуирской антиклинали в зоне сочленения Центрально-Уральского поднятия Южного Урала и Предуральского прогиба.

Данное нефте- и газопроявление имеет локальное распространение, однако является прямым признаком возможного обнаружения промышленных скоплений нефтяных и газовых месторождений в продуктивных карбонатно-терригенных отложениях девонско-каменноугольного возраста, погребенных под толщами протерозойско-палеозойского возраста Центрально-Уральского поднятия по надвику (шарьяжу). Предположительно, такая благоприятная структура развития продуктивных толщ под аллохтонными структурами протерозоя — палеозоя Центрально-Уральского поднятия Южного Урала может проследиваться на протяжении более сотен км от южных границ Оренбургской области до с. Мурсалимкино (Башкирия) и далее на север вдоль зон сочленения Центрально-Уральского поднятия Южного Урала и Предуральского прогиба.

Исследователями Предуралья [Билалов и др., 1966, 1968; Камалетдинов и др., 1968, 1970; Камалетдинов, 1974; Варенцов и др., 1976; Казанцев, 1984; Казанцева, 1985; Щекотнова, 1987, 1990; Булгаков и др., 1988; Казанцева и др., 1996; Соборнов, 1996; Ольхова и др., 2007] предполагается, что в Предуральском краевом прогибе происходило образование углеводородных флюидов и их движение по коллекторам на запад в сторону нефтегазоносных районов Оренбуржья и Башкирии, а также и на восток в сторону Урала. В связи с этим битумные вещества и проявления газа, обнаруженные на Комсомольском и Северо-Подольском месторождениях медноколчеданных руд, на Терменском и Улуирском бокситоносных участках, могли накопиться за счет их миграции по тектоническим зонам из Предуральского прогиба.

Расположение оренбургской части Южного Урала, обладающего покрывкой мезозойско-кайнозойских отложений (препятствующей рассеиванию флюидов УВ), в окружении нефтегазовых провинций (с юга и юго-востока — Казахстанской, с запада и северо-запада Башкиро-Оренбургской) является благоприятным условием для образования здесь промышленных залежей УВ в терригенно-карбонатных и в вулканоматических структурах.

При обосновании перспектив нефтегазоносности Магнитогорского синклинория на территории Оренбургской области М.А. Политыкина и др. [2009] также указывали на то, что «в оренбургской части Магнитогорского синклинория, в отличие от башкортостанской части, палеозойские отложения почти повсеместно перекрыты плотными глинистыми терригенными породами и глинами мощностью до 200–300 м, препятствующими рассеиванию углеводородов».

Образование залежей УВ возможно происходило посредством передвижения углеводородных

флюидов из традиционных нефтегазовых провинций по литолого-фациальным и тектоническим коллекторам в кристаллические структуры оренбургской части Южного Урала.

Оренбуржье в пределах Южного Урала изобилует тектоническими структурами раздробления и расщеливания, повсеместно перекрытыми мезозойско-кайнозойскими отложениями. Такие структуры могли служить огромными природными «резервуарами» для накопления УВ.

Таких примеров образования месторождений УВ в кристаллических структурах множество: месторождения Пис-Ривер, Ллойдминстер, Орт, Рингвальд, Крафт-Прус, Пенхельд (Техас) и др. в Северной Америке, Ла-Пас, Мара и др. в Южной Америке [Шустер, Такаев, 1997]. Так, например, месторождение нефти и газа Пенхельд (Техас) связано с горстом фундамента Амарилло, нефтегазонасными являются аркозы и выветрелые граниты. Углеводороды поступают из свежих невыветрелых гранитов на глубинах 458–1068 м.

Таким образом, оренбургская часть Южного Урала может быть объектом долгосрочного и планомерного изучения не только в части поисков твердых полезных ископаемых (металлических и неметаллических), но и на предмет поисков месторождений УВ.

В западной зоне (граничащей с Предуральским прогибом) внешней складчатости оренбургской части Южного Урала, на основании проведенных здесь Орской геофизической экспедицией гравиметрических работ [Виноградов и др., 1965 г.] выделяется предположительное поднятие фундамента (зона II гравитационного поля), которое, в случае подтверждения, может оказаться перспективной на нефть и газ структурной зоной. В этой структурной зоне располагается перспективная локальная структура — Актальская брахиантиклиналь, которую, по предложениям А.М. Виноградова, необходимо проверить сейсмическими широтными профилями.

Кроме того, благоприятным условием для скопления и сохранения скоплений углеводородных флюидов является то, что в оренбургской части Южного Урала палеозойский фундамент (включающий девонско-каменноугольные карбонатные и терригенные отложения) перекрыт мощным мезозойско-кайнозойским осадочным чехлом, который препятствует рассеиванию углеводородных флюидов.

Таким образом, на основании вышеотмеченных нефте- и газовых проявлений, установленных на территории Оренбургской области в зоне слабой изученности восточного борта Предуральского прогиба, прогнозируется выявление узких линейно вытянутых структур, аналогичных структурам Сара-

товско-Беркутовской зоны Башкортостана (так называемые складки Кинзебулатовского типа) с залежами углеводородов в отложениях верхнего девона и карбона, где разведаны Подгорновское, Северо-Подгорновское, Саратовское, Исимовское, Беркутовское месторождения и Тавакановское месторождение на территории Оренбургской области.

В зоне передовых складок Урала нефтегазопроявления отмечались на Богдановской, Куруильской, Барангуловской площадях Башкортостана. В Оренбургской области при бурении параметрической скв. № 117 Предуральской на Актакальской структуре наблюдались интенсивные высокие газопоказания до 35–45% и сильное разгазирование промывочной жидкости.

Наличие меридиональных тектонических нарушений усиливает их роль в формировании залежей углеводородов в пределах восточной части прогиба и в зоне передовых складок Урала.

Восточная часть Предуральского прогиба и зона передовых складок Урала на территории Оренбургской области характеризуются очень слабой геолого-геофизической изученностью. Сейсморазведочные работы МОВ, КМПВ, РНП и их комплексы, электроразведочные и гравиразведочные работы проводились в 60–80 гг. прошлого столетия на соответствующей тому времени аппаратуре и по методике того времени. Следовательно, к этой территории можно сегодня применить термин «белое пятно», а бурением отложения карбона и девона в зоне передовых складок вообще не изучены.

К северу от предлагаемой площади сейсморазведочных работ, на территории Башкортостана, в скв. № 63 Акбердинской под каменноугольными карбонатно-терригенными отложениями уральского типа в поднадвиговой части разреза вскрыты карбонаты среднего девона, представленные микрокомковатыми детритовыми, часто брекчиевидными известняками с одиночными кораллами. Ниже залегают нижнедевонские рифогенные карбонаты, представленные биогермными, биогермно-детритовыми и обломочными известняками. Мощность рифовых отложений во вскрытой части разреза составляет более 1087 м.

Перспективы нижнедевонских отложений прогнозируются по аналогии с Тимано-Печорской провинцией. В отложениях комплекса в зоне развития карбонатов с пластовым строением прогнозируются мелкие и средние месторождения нефти, приуроченные к структурным ловушкам. Тип залежей преимущественно пластовый. Продуктивные пласты могут быть карбонатного или терригенного состава с поровыми, кавернозными, трещинно-поровыми и трещинными коллекторами. В прогнозируемой зоне развития нижнедевонских рифов

возможны средние и крупные нефтегазоконденсатные месторождения, приуроченные к обособленным седиментационным карбонатным массивам (рифам).

В случае вскрытия аналогичных рифогенных массивов в Оренбургской части зоны передовых складок Урала в благоприятных структурных условиях и при наличии экранов, можно ожидать открытия крупных залежей углеводородов.

Учитывая слабую изученность восточного борта Предуральского прогиба и передовых складок Урала, постановка рекогносцировочных сейсморазведочных работ на современном технико-методическом уровне является весьма актуальной, поскольку эти работы могут внести существенные коррективы в направление поисково-разведочных работ на нефть и газ в пределах указанных территорий.

В восточной части Предуральского прогиба и в зоне передовых складок Урала рекомендуется отработать профили по методике «широкого профиля» в объеме 417 п. км, по методике МОГТ 2Д 308 п. км. Отработку профилей МОГТ следует осуществить в комплексе с гравиметрией в объеме 795 п. км, в том числе 70 п. км по ранее отработанным сейсмическим региональным профилям. Профили по методике «широкого профиля» желателно расположить по простиранию передовых антиклинальных складок Урала.

Эффективность сейсморазведочных работ в сложно построенных районах во многом зависит от методики наблюдений.

В Оренбургской области ОАО «Оренбургская геофизическая экспедиция» были проведены опытно-методические работы по выяснению возможностей ослабления «боковых волн – помех» в условиях соляно-купольной тектоники, где была доказана высокая эффективность применения методики «широкого профиля».

В районах с широким развитием антиклинальных складок, характеризующихся крутыми углами падения отражающих границ, также могут формироваться боковые волны – помехи. В этой связи желателно проводить опытные работы по избыточной методике на двух взаимопересекающихся профилях длиной по 10 км. Методика проведения работ следующая:

Опытные профили МОГТ ШП отрабатываются с 7 параллельными линиями с расстоянием между ними 50 м;

Линии возбуждения располагаются через 50 м перпендикулярно линии приема;

Регистрация колебаний осуществляется на четвертой линии;

База группирования вибраторов во всех случаях 50 м;

Число активных каналов в расстановке — 200, расстояние между центрами групп сейсмоприемников — 50 м;

Максимальное удаление — ПП-ВП 4975 м;

Система наблюдений — центральная;

Группирование приборов — 12 штук на базе 44 м;

Источник возбуждения — 3–5 шт. AMG P23M27 или СВ-5-150M2 на базе 50 м;

Число возбуждений — 4–10 (уточняется по результатам опытных работ);

Система регистрации — телеметрическая система Sercel 408 UL;

Сигнал развертки — 10–90 Гц (уточняется по результатам опытных работ);

Шаг дискретизации — 2 мсек;

Длина сигнала — 17 сек (9 сек + 8 сек) (уточняется по результатам опытных работ).

По завершении опытных работ проводится обработка полевых сейсмических материалов и определяется оптимальная методика производственных работ.

Обработку материалов следует осуществить на современных обрабатывающих комплексах с использованием программ престоковой миграции, получением разрезов ПАК, атрибутов AVO анализа и в комплексе с гравиметрией создать геофизическую модель осадочного чехла изучаемой площади.

Посредством вышеуказанных геофизических работ возможно исследование надвиговых движений восточного борта Предуральского прогиба с целью картирования поднадвиговых ловушек УВ и изучения глубинного строения передовых складок Урала.

При выявлении сейсмическими работами соответствующих структур и ловушек, определения коллекторских свойств осадочных пород и других параметров возможно обнаружение промышленных скоплений углеводородов на протяжении десятков километров вдоль передовых складок и надвиговых зон сочленения Предуральского прогиба и Центрально-Уральского поднятия Южного Урала.

#### **Литература:**

**Афанасьев В.С., Хлебников В.Д., Романов В.А. и др.** К проблеме поисков нефти и газа на Южном Урале // Геология нефти и газа. 1985. № 1. С. 30–34.

**Билалов Р.С., Камалатдинов К.А., Тагиров И.А., Шихмуратов В.К.** К оценке перспектив нефтегазоносности Магнитогорского синклинали на Южном Урале // Геология нефти и газа. 1968. № 7. С. 35–39.

**Билалов Р.С., Ключников Н.И., Хатьянов Ф.И.** Новые газоконденсатные и нефтяные месторождения Ишимбаевского Предуралья и направление дальнейших их поисков // Геология нефти и газа. 1966. № 3. С. 7–11.

**Булгаков Р.В., Скрипий А.А., Юнусов Н.К.** Тектоника зоны сопряжения Южного Урала и Восточно-Европейской платформы по данным сейсморазведки МОГТ // Бюл. МОИП. Отд. геол. 1988. № 4. С. 76–79.

**Варенцов М.И. и др.** Тектоническое районирование и закономерности размещения зон нефтегазонакопления на территории краевых прогибов // Принципы нефтегеологического районирования в связи с прогнозом нефтегазоносности недр. М.: Недра, 1976. С. 58–71.

**Казанцев Ю.В.** Структурная геология Предуральского прогиба. М.: Наука, 1984. 195 с.

**Казанцева Т.Т.** Шарьяжно-надвиговая тектоника и особенности геосинклинального развития Урала: Автореф. дис. ... д-ра геол.-минер. наук / Ин-т геол. и геофиз. СО АН СССР. Новосибирск, 1985. 32 с.

**Казанцева Т.Т., Казанцев Ю.В., Камалетдинов М.А., Загребина А.И.** Структурная геология Южного Урала. Трансект на широте г. Орска: Препринт. Уфа, 1996. 59 с.

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

**Камалетдинов М.А., Надежкин А.Д., Камалетдинов Р.А.** Новые данные о геологическом строении и перспективах нефтегазоносности передовых складок Южного Урала // Геология нефти и газа. 1966. № 3. С. 13–16.

**Камалетдинов М.А., Казанцев Ю.В., Казанцева Т.Т.** Складчатые покровы западного склона Ю. Урала // Изв. АН СССР. Сер. геол. 1970. № 4. С. 125–143.

**Маврин К.А., Колотухин А.Т.** Сравнительная характеристика подсолевых нефтегазовых структур восточной

зоны Предуральского краевого прогиба и передовых складок западного склона Южного Урала // Вопросы геологии Южного Урала и Нижнего Поволжья. Вып. 12. Саратов: Изд-во СГУ, 1975. С. 37–48.

**Ольхова А.И., Панкратьев П.П., Персиянцев М.Н., Хан И.С.** Проявления газа и битумов в покровно-надвиговых структурах западного склона Южного Урала // Геология, разработка и обустройство нефтяных и газовых месторождений Оренбургской области. Вып. 4. Оренбург, 2007. С. 133–138.

**Политькина М.А., Дроздов В.В., Тюрин А.М., Макаров С.Е.** О перспективах нефтегазоносности Магнитогорского синклинория на территории Оренбургской области // Нефтепромысловое дело. 2009. № 8. С. 12–16.

**Соборнов К.О.** Структурные элементы уральского пояса надвигов и его нефтегазоносность // Геология нефти и газа. 1996. № 3. С. 12–19.

**Шустер В.Л., Такаев Ю.Г.** Мировой опыт изучения нефтегазоносности кристаллического фундамента: Обзор / ЗАО «Геоинформмарк». Сер. Разведочная геофизика. Вып. 3–4. М., 1997. 71 с.

**Щекотова И.А.** Особенности строения Призилаирской полосы передовых складок Южного Урала и перспективы ее нефтегазоносности // Геология нефти и газа. 1987. № 12. С. 40–45.

**Щекотова И.А.** Карбонатные формации Южного Приуралья // Тектоника и нефтегазоносность. М.: Наука, 1990. С. 7–14.