А. А. Арсеньев¹, С. Ф. Мулявин^{2*}

¹Тюменский филиал Территориального фонда геологической информации по
Уральскому федеральному округу, г. Тюмень, Россия

²Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, Россия

*e-mail: muljavinsf@tyuiu.ru

Аннотация. Представлены результаты исследований глубоких скважин Вагай-Ишимской впадины Курганской области, в которых были зафиксированы признаки нефтегазоносности, что, в свою очередь, свидетельствует о нефтегазовом потенциале южной части Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции. Приведенные факты указывают на перспективность Курганской области и возможность обнаружения в ее недрах залежей углеводородов.

Ключевые слова: нефтегазоносность; Западно-Сибирская нефтегазоносная провинция; доюрский комплекс; карбонатно-терригенные отложения; палеозойские отложения

Showing of oil and gas in deep wells in the territory of Kurgan region

Alexey A. Arsenyev¹, Semen F. Mulyavin^{2*}

¹Tyumen branch of the Territorial Fund of Geological Information in the Ural Federal District, Tyumen, Russia

²Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia

*e-mail: muljavinsf@tyuiu.ru

Abstract. The article presents the results of studies of deep wells in Vagay-Ishim depression in the territory of Kurgan region. These wells are characterized by the indications of petroleum potential in them. It means that the southern part of the West Siberian oil and gas province is oil-bearing. Conclusions are drawn that it is possible to detect hydrocarbon deposits in depths in the territory of Kurgan region.

Key words: petroleum potential; West Siberian oil and gas bearing province; the pre-Jurassic complex; carbonate-terrigenous deposits; paleozoic deposits

Введение

Невозможно отрицать обнаружение в Курганской области залежей углеводородов (УВ) нетрадиционных типов для Западной Сибири. В связи с этим даже на бесперспективных землях необходимо планировать проведение небольших объемов маршрутных, регионально-поисковых геофизических и геохимических съемок.

Курганская область фактически входит в состав Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции, где в пределах Тюменской, Омской, Новосибирской и Томской областей открыты промышленные запасы нефти и газа. Всего в Западной Сибири в доюрском комплексе пород открыто более 100 залежей нефти и газа, которые группируются в более чем 60 месторождений. Возраст вмещающих пород изменяется в широком пределе: от позднего протерозоя до верхнего карбона и нижней перми.

Преобладающее число залежей приурочено к зоне контакта палеозойских и мезозойских пород, характеризующихся их несогласным залеганием и расчлененным эрозионно-тектоническим рельефом.

Объект и методы исследования

Рассматриваются меловые и палеозойские отложения Курганской области. Приведены описание и результаты исследования и испытаний глубоких скважин, проведен анализ выполненных геолого-разведочных работ Курганской области.

Результаты

Проявления нефти, газа и битумов в Курганской области отмечались в разрезах почти ста скважин, пробуренных в пределах Тургайского прогиба с 1935 по 1984 гг. Приурочены они к известнякам терригенно-кремнисто-карбонатной толщи девона — нижнего карбона. В пределах Вагай-Ишимской впадины также зафиксированы признаки нефтегазоносности.

Глубокое бурение на территории Курганской области было начато только в 50–60-е годы и с небольшими перерывами продолжается до текущего времени.

Ниже приводятся результаты работ на скважинах^{1,2}, пробуренных на территории Курганской области, в которых были отмечены нефтегазопроявления [1–3].

Скважины гидрогеологические Звериноголовские. В 1931 году при бурении гидрогеологических скважин (15–20 м) на воду «Мелиоводстроем» в совхозе «Овцевод» Звериноголовского района Курганской области обнаружены газопроявления (газ по составу азотно-метановый). В 1934 году в этом же районе выполняла буровые работы партия «Гелиогазразведка» с целью определения газоносности платформенных отложений, было выявлено месторождение азотного газа. Материалы этого открытия были опубликованы П. П. Ростовцевым в 1938 году («Росгеолфонд» по Курганской обл., инв. № 208, «Звериноголовское месторождение газа», 4 л., 1 т., Ростовцев П. П., 1938 г.).

Скважина Макушинская 263. В районе железнодорожной станции Макушино в 1935 году в целях водоснабжения была пробурена скв. 263 глубиной 718 метров. Скважина вскрыла слоистые и трещиноватые песчаники нижнемелового возраста, где из интервала 620–711 м был получен фонтан газа азотно-метанового состава дебитом 850 м³/сут.

Скважины колонковые Алабужские. С 1927 года жителями п. Беспалово Зверинголовского района Курганской области на р. Алабуге отмечались нефтепрояв-

¹ Комплексное литолого-геохимическое исследование шлама из скважины № 1 Северо-Привольной площади. Отчет ООО «ЗапСибГЦ» по договору № 10 от 27 июля 2007 г. / Отв. исп. М. Ю. Зубков. — Тюмень, 2007.

² Материалы по обоснованию схемы территориального планирования Петуховского района Курганской области. Т. 3. — Петухово — Пермь, 2012. — 156 с.

ления в виде желтых маслянистых пятен, которые поднимались со дна реки. В 1936 году В. Г. Чернышовым и А. А. Ершовым, а затем и Н. П. Тутаевым был проверен и зафиксирован данный факт выхода нефтей на поверхность реки. В. А. Успенский отобрал пробы этих естественных нефтепроявлений и после проведенных исследований сделал заключение о наличии «природного выхода битумов».

С 1940 по 1959 гг. при бурении скважин 1-К и 2-К (забой до 462 м) в береговой зоне р. Алабуги были вскрыты красноцветные породы предположительно пермско-триасового возраста с высоким содержанием битумов (0,8 %). Из скважин был поднят нефтенасыщенный керн (трещиноватые аргиллиты пермского возраста). Дебит воды переливом (соленой по вкусу, без цвета и запаха) при испытании в скв. 1-К составил от 2,36 до 4,58 м³/сут. Выделившийся из пластовой жидкости газ не горюч. Нефтегазопроявления не отмечены.

Скважина структурно-поисковая Косолаповская 1 пробурена в 1961 году Тюменским геологическим управлением на Косолаповской площади, территориально находящаяся на юге Курганской области. В Косолаповской скважине на глубине 455–460 м были обнаружены признаки нефти.

Скважина параметрическая Курганская 1 (Нк-1). При бурении Курганской параметрической скв. 1 силами ПГО «Новосибирскгеология», глубиной 1 155 м, в интервале 700–750 м (зона контакта мезозоя и палеозоя) на поверхности глинистого раствора отмечались масляные пятна. При промывке шлама из этого интервала в значительном количестве выделялось смолоподобное вещество, которое в шламе наблюдалось в виде примазок по трещинам. В шламе из интервала 765–774 м, исследованном в лаборатории, обнаружены примазки битума, который относится к типу аллохтонного битумоида и может быть связан с нефтепроявлениями. При испытании в колонне зоны контакта мезозойских и палеозойских пород (интервал 743–763 м) получен самоизливом приток пластовых вод дебитом 1,33 м³/сут с растворенным горючим газом с газовым фактором 0,89 м³/т.

Скважина параметрическая Михайловская 1 пробурена в Мокроусовском районе силами ПГО «Новосибирскгеология» с целью вскрытия доюрского комплекса пород и оценки перспектив нефтегазоносности верхней части разреза до глубины 1201,4 м. Было проведено испытание одного объекта в открытом стволе в интервале 670,5–1 201,4 м (палеозойские отложения) из-под кондуктора, глубина спуска которого 670,5 м. Испытанный интервал представлен эффузивно-осадочным комплексом пород. В результате вызова притока путем снижения уровня в скважине до 400 м получен приток пластовой воды с растворенным горючим газом дебитом 0,5 м³/сут при самоизливе. По предположениям, скорее всего, данный приток получен из коры выветривания вулканитов среднепозднедевонского возраста. По результатам промысловой геофизики явно проницаемых горизонтов в интервале 653–1 201 м также не выявлено. По единичным образцам, взятым из керна скважины, проводилось изучение коллекторских свойств пород. Мезозойские отложения по результатам комплекса геофизических исследований признаны бесперспективными и не представляющими интерес в качестве коллектора для УВ, литологического описания разреза плитного комплекса по скважине не проводилось. Дальнейшие испытания в скважине не проводились, работы прекращены.

Скважина параметрическая Михайловская 2 пробурена до глубины 2 897 м, силами ООО «Нефтепереработка», также в Мокроусовском районе. При бурении скв. Михайловская 2, которая в Курганской области самая глубокая, забой скважины 2 897 м, с глубин 2 400 и 2 450 м (кровля гранитов) было отмечено несколько значительных выходов метана в процессе бурения, а в интервале 2 350–2 370 м был вскрыт водогазовый пласт со следами миграции нефти в виде битуминозных остатков.

Испытания перспективных интервалов не проводились, несмотря на факт наличия УВ, что расценивается как существенная ошибка ООО «Нефтепереработка»

в поисковых работах на нефть на Михайловской площади. Не обнаружив значимого месторождения нефти или газа на данной площади, ООО «Нефтепереработка» прекратило финансирование данного проекта по поиску УВ, работы прекращены.

Скважина структурно-картировочная Лебяжьевская 2 пробурена силами ПГО «Новосибирскгеология» с задачей поисков флюидосодержащих горизонтов с глубиной забоя 1 450 метров. Скважиной пройдены кайнозойско-мезозойские отложения и вскрыты образования палеозоя, представленные известняками и песчано-алевролитовыми отложениями девон-карбонового возраста.

При проведении работ по снижению уровня в кондукторе D-219 мм до глубины 324 м получен приток пластовой воды с газом дебитом 3,23 м³/сут и с газовым фактором 0,21 м³/т. Газ горючий, отобрано две пробы. По составу проба № 1: CH₄ — 26,48 %, O₂ — 7,2 %, CO₂ — 0,72 %, N₂ и редкие — 65,6 %. Проба № 2: CH₄ — 40,28 %, O₂ — нет, CO₂ — 1,1 %, N₂ и редкие — 58,62 %.

В процессе бурения ствола скважины, при прохождении интервала 678–685 м, происходило интенсивное разгазирование глинистого бурового раствора, его плотность падала с 1,16 до 1,06 г/см³, а вязкость увеличивалась с 30 до 45 с. Кроме того, было отмечено резкое увеличение проходки.

Скважина Сумкинская 10 (С-10) заложена на территории Курганской области Варгашино-Петуховской площади (Сумкинский участок). На отобранном из скв. С-10 керновом материале были проведены геохимические исследования.

Исследуемый керн представлен плотными черными аргиллитами с горизонтальной слоистостью, с прожилками фосфатного материала, обогащенными ураном. Их возраст, требующий уточнения, определяется, предположительно, как нижнесреднетриасовый. Для образцов керна этого интервала характерны высокое содержание органического углерода (C_{орг} = 8,0–22,0 %) и низкая карбонатность. Содержание нефти в породе (в 11 образцах) достигает высоких значений, составляющих 4,0–5,98 кг УВ/т породы, что свидетельствует о богатом нефтегенерационном потенциале этих пород. Аргиллиты этого же возраста, в которых отсутствует фосфатный материал, характеризуются невысокими, но значимыми величинами остаточного нефтегенерационного потенциала керогена (Л. Ф. Слепокурова, 2006 г.). Вскрытые факты свидетельствуют о потенциальной перспективности раннемезозойских отложений. Данные о испытании продуктивных интервалов скважины отсутствуют [4].

Скважины Петуховской площади (Тп). Кроме Карабашского газового месторождения на территории Западно-Сибирской нефтегазоносной области, газопроявления были зафиксированы на Петуховской площади.

В 1962 году в 4,5 км к северу от ст. Петухово (Курганская область) Уральским геологическим управлением (УГУ) была заложена гидрогеологическая скв. 4-Г. Скважина была пробурена до глубины 928,4 м и вскрыла базальные песчаники викуловской свиты (апт) толщиной 26 м, перекрытые альбскими глинами (ханты-мансийская свита), обсадная колонна была спущена на глубину 916 метров. Из интервала 902–928 м был отобран керн песчано-гравийного состава со слабым запахом бензина. При пробной откачке воды с глубины 928 м произошел газоводяной выброс. По словам заведующего отделом УГУ Г. Ф. Тарханеева, находившегося в это время на скважине (факт, официально отмеченный в деле скважины), высота выброса составляла 15 м, в сопровождении большого шума. Так как обсадная колонна не была зацементирована, из-за обвала пород фонтанирование через некоторое время прекратилось. Газопроявления наблюдались и в процессе бурения, начиная с глубины 227 метров. Состав газа — азотно-метановый, 86 % метана и 13 % азота, тяжелых углеводородов не установлено. Скважина не каротировалась и осталась неиспытанной, были отобраны только пробы газа.

С целью проверки нефтегазоперспективности района у ст. Петухово были проведены сейсморазведочные работы методом отраженной волны, по ним была вы-

явлена крупная (10 x 17 км) антиклинальная структура, свод которой расположен в 20 км к северу от ст. Петухово. На структуре, в 1963–1965 гг., силами ПГО «Тюменьнефтегеология» были пробурены скважины 2ПР, 3ПР, 4ПР, 5ПР, из которых были получены притоки минерализованной пластовой воды дебитом от 40 до 269 м³/сут с растворенным горючим газом (цвет пламени синий) дебитом от 22 до 69 м³/сут и газовым фактором 0,3–0,4 м³/т. Состав газа в пробуренных скважинах азотно-метановый.

К примеру, следует отметить, что скв. 2ПР была заложена и пробурена в нескольких метрах от ранее пробуренной скв. 4-Г, на северном берегу озера Доможирово. Сква. 2ПР вскрыла меловые, верхнеюрские и палеозойские отложения. При ее испытании были получен приток минерализованной пластовой воды с растворенным горючим газом, в составе которого было определено до 0,6 % нефтяных углеводородов. В интервале глубин 932,6–939,1 м в отобранном керне углестых алевролитов и песчаников тюменской свиты отмечен двухметровый пропласток, насыщенный битумом, из них 0,6 м сплошного насыщения и 1,4 м в переслаивании с прожилками вмещающей породы. Вместе с тем пробуренные скв. 2ПР, 3ПР, 4ПР, 5ПР были расположены на расстояниях 3–5 км друг от друга, а свод структуры, оконтуриваемый сейсмоизогиной — 650 м (по поверхности фундамента), остался неразбуренным.

Газопроявления отмечались и в Западно-Петуховской параметрической скв. Нзп-1, пробуренной в 1982 году силами ПГО «Новосибирскгеология», глубиной 2 357 метров. Скважина вскрыла отложения верхнего девона, характеризующиеся интенсивной загипсованностью.

Западно-Петуховская скв. 3-ПР пробурена в 1964 году силами ПГО «Тюменьнефтегеология» на глубину 840 метров. Эксплуатационная колонна диаметром 4 дюйма была спущена на глубину 707,8 м. Вскрытие интервалов произведено перфоратором ПК-65. При испытании объектов были получены дебиты воды — до 42 м³/сут и газа — до 29 м³/сут. Газ метановый. Признаки нефти не отмечены.

Западно-Петуховская скв. 4-ПР пробурена в 1964 году силами ПГО «Тюменьнефтегеология». Эксплуатационная колонна диаметром 3 дюйма была спущена на глубину 774,75 м, подъем цемента в затрубном пространстве отмечен на высоте 200 м от башмака. Вскрытие произведено перфоратором ПК-65 в количестве 62 отверстий на 7 м пласта. При испытании второго объекта, интервал 640–647 м, были получены дебиты воды — 269 м³/сут и газа — 95 м³/сут. Признаки нефти не отмечены.

Скважина Варгашинская 10. При бурении Варгашинской скв. 10 (Тв-10), проведенном ПГО «Тюменьнефтегеология», находящейся в юго-восточной части Вагайско-Ишимской впадины, нефтепроявления не наблюдались, однако, исследования двух образцов трещиноватых кварцевых порфиров указали на невысокое содержание в них легких битумов. Достигнутый забой скв. Варгашинская Нв-10 — 1 501 м.

Скважина параметрическая Воскресенская 1 (Нвс-1) была пробурена на юго-западном погружении Лихановской структуры, вскрывшая карбонатный и терригенно-карбонатный комплексы пород палеозойского возраста. Бурение выполняла Иртышская нефтегазоразведочная экспедиция (ИНГРЭ), находящаяся в составе ПГО «Новосибирскгеология» в 1982 году, с целью поисков залежей нефти и газа. Глубина фактического забоя скважины 2 415 метров.

Скважиной Воскресенская 1 на глубине 1 100 м были вскрыты битуминизированные известняки и глинистые сланцы, относящиеся к верхнедевонскому (D₃) — нижнекаменноугольному (C₁) возрасту. При проходке интервала отмечалось поглощение бурового раствора. При вызове притока с глубины поглощения получен приток воды объемом 240 м³/сут. Далее, на КИИ-146 были испытаны два интервала: из 1-го интервала 1 057–1 094,8 м получен приток глинистого раствора объе-

мом $1,1 \text{ м}^3$, из 2-го интервала 1 126–1 175 м получен приток глинистого раствора объемом $3,4 \text{ м}^3$ и пластовой воды объемом $2,7 \text{ м}^3$. Апробация интервала на глубине подъема битуминозных известняков не проводилась. Скважина ликвидирована.

Скважина параметрическая Курган-Успенская 1 (КУ-1) была пробурена в 2008 году на юге Западно-Сибирской плиты в юго-восточной части Курганской области. В тектоническом отношении эта территория расположена в пределах Вагай-Ишимской впадины Боровской зоны, в области сочленения Уральских и Казахстанских структур.

Вскрытые битуминозные породы, представленные известняками и глинистыми сланцами, относятся по возрасту к отложениям D_3-C_1 , в интервале 1 072,2–1 072,3 м. Интервал разреза с битуминозными породами не испытан, скважина ликвидирована.

Скважина Северо-Привольная 1. В период с апреля по июль 2007 года осуществлялось бурение скв. 1 на Северо-Привольной площади Привольного лицензионного участка силами ООО «Правдинская геологоразведочная экспедиция», конечная глубина скважины составила 2 402,5 м. На глубине 776 м были вскрыты палеозойские отложения, предположительно, возраст их датируется фаменским ярусом верхнего девона. Крайне мал вынос отобранного керна (11 % от запланированного объема). В результате бурения скважины подтверждено наличие зон, благоприятных для образования скоплений УВ в палеозойских отложениях. Установлено, что интервал 1 900–2 210 м является перспективным для поисковых работ на нефть и газ. Максимальное содержание нефти обнаружено в жидком шламе на отметках 1 908 и 2 201 м. По оценке проб шлама нефтесодержание в образцах достигает в весовом эквиваленте 7,5 %. Были вскрыты битуминозные породы³, представленные известняками и глинистыми сланцами, относящиеся к девон-карбонному возрасту, в интервалах 1 614–1 680 и 2 205–2 208 метров [4, 5].

В скв. Северо-Привольная 1 весь разрез доюрского комплекса представлен карбонатным комплексом верхнего девона фаменского яруса ($D_3 \text{ fm}$). Описание разреза произведено по шламу ввиду малого отбора керна (рис. 1). В интервале палеозоя зафиксированы 6 газовых аномалий, представленных метаном и его гомологами до 3,9 %.

Рис. 1. Шлам, представленный известковистыми доломитами темно-серого и серого цвета, с примесью ангидрита, из перспективного интервала 2 205–2 210 м (скв. Северо-Привольная 1)

³ Комплексное литолого-геохимическое исследование шлама из скважины № 1 Северо-Привольной площади.

В результате бурения скв. Северо-Привольная 1 были обнаружены следующие негативные моменты, а именно: низкий процент отбора керна, что осложняет расчленение палеозойской части разреза как по литологии, так и по возрасту; частично выполненный комплекс геофизических исследований скважин; скважина ликвидирована без испытания объектов, хотя были выявлены зоны трещиноватости и битумосодержащие породы, а также выделены интервалы с повышенным содержанием гомологов метана.

Скважина Южно-Мокроусовская 1 была пробурена во второй половине 2007 года силами ООО «Правдинская геологоразведочная экспедиция». Забой скважины составил 2 400 метров. По результатам заключительного каротажа выделены два структурных этажа в интервалах 1 000–1 200 и 1 600–1 700 м как перспективные на нефтегазоносность.

Интервал 1 110–1 113 м, представленный песчаником, по данным лабораторных анализов углеводородных компонентов нефтенасыщен. В вытяжках из жидкого шлама отмечено присутствие нефтяных углеводородов от C_4 до C_{17} , где ширина пика, при проведении лабораторных исследований, при разгонке характерна для тяжелых нефтей. По предварительной оценке нефтенасыщенность может составлять 28–40 %. Интервал 1 675–1 682 м, представленный песчаниками с включениями рассеянного битума, по химическому составу углеводородных компонентов аналогичен интервалу 1 110–1 113 м.

Следует отметить, что геологическая задача на данном этапе исследований решена не в полном объеме. Негативным является следующий момент: общий интервал отбора образцов (керна) 1 047–1 074 м показывает, что по генетическому потенциалу вскрытые образцы очень близки к типично морским отложениям юрского возраста Западной Сибири, при этом сильно битумизированные.

К примеру, в Салымском нефтегазоносном районе подобные породы представлены карбонатно-кремнистыми глинами баженовской свиты титонского возраста (рис. 2), где при испытании эти глины или не дают притока, или получают дебиты нефти 10–70 т/сут, известны случаи получения притоков нефти до 800–1 000 т/сут. Продуктивные интервалы пластов, из которых были получены малые притоки нефти, как правило, стимулируются методом гидроразрыва пласта, что часто дает эффект получения промышленных дебитов с 2–10 до 20–100 т/сут. Тем не менее данные интервалы не были охвачены испытанием, не были проведены методы воздействия на пласт, такие как гидроразрыв пласта.

Рис. 2. Микрофотография карбонатного слоя в известковистом глинистом сланце, пропитанном битумоидами (керна из скв. Южно-Мокроусовская 1)

Скв. Южно-Мокроусовская 1 была ликвидирована без испытания объектов, несмотря на наличие зон трещиноватости и пород, содержащих битумы, а также интервалы с повышенным содержанием метана (рис. 3). Планируемый комплекс ГИС

выполнен не в полном объеме, очень низкий процент отбора керна, что затрудняет расчленение палеозойской части разреза как по литологии, так и по возрасту [4].

Обсуждение

Таким образом, на основании геолого-геофизического, геохимического и литолого-петрографических материалов, полученных при геологическом изучении территории Курганской области, сделан вывод, что основным нефтепоисковым объектом Вагай-Ишимской впадины является зона контакта отложений чехла и палеозоя, где коллекторы имеют неплохие фильтрационно-емкостные свойства. Об этом свидетельствуют полученные из них высокодебитные притоки пластовых вод и «катастрофическое» поглощение промывочной жидкости при их вскрытии бурением.

Рис. 3. Керна скв. Южно-Мокроусовская 1. Микрофотография известковистого глинистого сланца с присутствующими в нем трещинами (раскрытость трещин составляет в основном 5–8 мкм, редко достигает 20 мкм; трещины приурочены к контактам глинистых и карбонатных слоев)

Большинство исследователей, занимающихся вопросами качественной оценки нефтегазоносности и прогноза залежей углеводородов считают, что основным нефтегазопроизводящим комплексом в восточной части Курганской области, соответствующей Тобол-Ишимскому нефтегазональному району, является палеозойский. В тектоническом плане большая часть этой территории соответствует Вагай-Ишимской палеозойской впадине. Наибольший интерес в отношении нефтегазоносности палеозоя в этой впадине представляют карбонатно-терригенные породы, относящиеся по возрасту к среднему девону — нижнему карбону. Этот комплекс пород в пределах восточной части Курганской области залегает на небольших глубинах [6, 7].

На протяжении значительной своей истории Вагай-Ишимская впадина испытывала устойчивое прогибание и является местом накопления мощных, до 2 км, карбонатно-терригенных толщ, сформировавшихся в морской и прибрежно-морской обстановках в условиях теплого климата. Такая ситуация благоприятна для накопления рассеянной нефтегазоматеринской органики, преобразования ее в нефть и последующего образования залежей УВ. Широкое распространение нефтегазопроизводящих формаций подтверждается характером современных нефте- и битумопроявлений. В центральном Казахстане нефте- и битумопроявления наиболее широко распространены в Карагандинской впадине, где они обнаружены в кернах в более чем 70 скважинах. В последние годы в северной части Казахстана на Новонежинской площади пробурена поисковая скважина, вскрывшая карбонатно-терригенные отложения верхнего девона — раннего карбона, в которой обнаружены 22 перспективных нефтегазовых пласта.

Приведенные факты свидетельствуют о перспективности Курганской области и возможности обнаружения в ее недрах залежей УВ.

Выводы

Таким образом, прямые признаки нефтеносности, полученные на пробуренных скважинах, свидетельствуют о нефтегазовом потенциале южной части Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции.

Изучение коллекторских свойств, газо- и битумопроявлений позволяет сделать выводы, что перспективность Курганской области обусловлена развитием в восточных зонах области мощных толщ морских и лагунно-континентальных отложений девонского и каменноугольного возрастов, значительными размерами осадочного бассейна, выполняющего краевой прогиб, и развитием интервалов, обладающих коллекторскими свойствами и флюидоупорами. По результатам бурения и геофизических исследований установлено, что толщина палеозойских осадочных пород здесь оценивается в пределах от 2,5 до 8,0 км в зависимости от стратиграфической полноты разрезов. Площадь земель, перспективных на углеводороды, оценивается в 30–35 тыс. км², что соизмеримо с Припятским прогибом Днепро-Донецкой впадины в Белоруссии (34 тыс. км²).

Однако имеющаяся геолого-геофизическая информация по южным районам провинции не подвергалась глубокому анализу и обобщению. Отсутствует научно обоснованная программа поисковых работ на нефть и газ.

В Курганской области были начаты и периодически возобновлялись геолого-разведочные работы на нефть и газ, однако, в связи с открытием расположенных в центральной и северной частях Тюменской области нефтегазовых месторождений и концентрацией там всех финансовых средств вопрос о поисках углеводородного сырья на территории Курганской области был отложен на неопределенное время.

Изученность территории района работ на углеводородное сырье, как геологическая, так и геофизическая, до настоящего времени остается очень низкой. В сравнении с южными слабо изученными областями Тюменской области средняя плотность глубокого бурения составляет по Курганской области 1,0 м/км², тогда как на юге Тюменской области — 3,1 м/км², то есть более чем в 3 раза меньше [1]. По мнению некоторых исследователей [2], недра Курганской области содержат 600–640 млн т углеводородов. А объем извлекаемых ресурсов при коэффициенте нефтеизвлечения 0,2 (принят по аналогии с югом Тюменской области) равен 120–128 млн т.

Вместе с тем Вагай-Ишимская впадина — это весьма сложный природный объект. Собственно, речь здесь идет об отложениях периода палеозоя (с ними связано около 60 % подсчитанных углеводородных ресурсов), имеются также глубокие тектонические разломы. Основные месторождения нефти в Западной Сибири образовались в более поздний период (мезозой) и находятся в местах с более простой геологической структурой.

Таким образом, можно констатировать, что притоки нефти и газа в скважинах Курганской области получены, однако до сих пор отсутствуют подходы и методики поиска залежей нефти и газа.

Библиографический список

1. Кирда Н. П. Перспективы нефтегазоносности доюрских комплексов Зауралья // Горные ведомости. — 2013. — № 10. — С. 20–39.
2. Рыльков А. В., Кулахметов Н. Х. Распределение и перспективы нефтегазоносности локальных структур юга Тюменской области. — Тюмень, 2004. — 96 с.
3. Рыльков А. В., Кулахметов Н. Х. Количественная оценка суммарных начальных ресурсов нефти, газа и конденсата северо-восточной части Курганской области. — Тюмень, 2001. — 196 с.
4. Обобщение и анализ результатов геолого-разведочных работ с целью уточнения геологического строения доюрского и плитного комплексов на базе нового фактического

материала и выявление наиболее перспективных зон и объектов нефтегазоаккумуляции в юго-западных районах Западно-Сибирской геосинеклизы (юг Тюменской области и сопредельные территории) / Ю. А. Цимбалюк [и др.]. – Тюмень: ФГУП ЗапСибНИИГТ, 2007. – 390 с.

5. Запивалов Н. П. Опыт поисков, разведки и освоения залежей нефти и газа в палеозойском «фундаменте» Западной Сибири // Нефтегазоносность фундамента осадочных бассейнов: материалы междунар. науч.-практ. конф. – М., 2001. – С. 269–272.

6. Геологическое изучение и нефтегазоносность палеозойских отложений Западной Сибири / А. В. Ступакова [и др.] // Георесурсы. – 2015. – № 2. – С. 63–76.

7. Фомин А. Н. Катагенез органического вещества и перспективы нефтегазоносности палеозойских отложений на юго-западе Западной Сибири. // Горные ведомости, 2008. – № 5 (48). – С. 18–23.

Сведения об авторах

Арсеньев Алексей Аркадьевич, начальник Гидродинамического отдела Тюменского филиала Территориального фонда геологической информации по Уральскому федеральному округу, г. Тюмень, e-mail: aarseniev62@mail.ru

Мулявин Семен Федорович, д. т. н., профессор кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, e-mail: muljavinsf@tyuiu.ru

Information about the authors

Alexey A. Arsenyev, Director of the Hydrodynamic Department, Tyumen branch of the Territorial Fund of Geological Information in the Ural Federal District, e-mail: aarseniev62@mail.ru

Semen F. Mulyavin, Doctor of Engineering, Professor at the Department of Development and Exploitation of Oil and Gas Fields, Industrial University of Tyumen, e-mail: muljavinsf@tyuiu.ru