



УДК 553.98:551.735/734

ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ И ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ КУЗНЕЦКОГО САМОСТОЯТЕЛЬНОГО НЕФТЕГАЗОНОСНОГО РАЙОНА

Ю. Л. Зайцева, В. В. Сапьяник

Сибирский НИИ геологии, геофизики и минерального сырья, Новосибирск, Россия

Рассмотрен потенциал ресурсной базы и геологические перспективы палеозойских нефтегазоносных комплексов Кузнецкого самостоятельного нефтегазоносного района на углеводородное сырье. На основе анализа современной геолого-геофизической изученности Кузнецкого прогиба, систематизации и обобщения нефтегазогеологических материалов, полученных при бурении скважин, определены перспективы девонско-нижнекаменноугольного комплекса, развитого на Крапивинской и Горно-Шорской моноклиналях. Дана оценка прогнозных ресурсов нефти и газа структур, расположенных в их пределах. Кроме рассмотренных отдельно структур, приведена оценка прогнозных ресурсов углеводородов Кузнецкого прогиба объемно-статистическим методом, основанным на вовлечении в оценку относительно хорошо изученных седиментационных бассейнов мира с известной величиной начальных суммарных ресурсов УВ и других параметров, входящих в модель и генетически влияющих на эту величину.

Ключевые слова: нефтегазоносность, геологическое строение, тектоническое строение, оценка ресурсов, нефть, газ, Западная Сибирь, Кемеровская область, Кузнецкий самостоятельный нефтегазоносный район.

GEOLOGICAL STRUCTURE AND PETROLEUM POTENTIAL PROSPECTS OF THE KUZNETSK INDEPENDENT PETROLEUM REGION

Yu. L. Zaytseva, V. V. Sapyanik

Siberian Research Institute of Geology, Geophysics and Mineral Resources, Novosibirsk, Russia

The resource base potential and geological prospects of the Paleozoic petroleum plays of the Kuznetsk Independent Petroleum Region for raw hydrocarbons are considered. Prospects of the Devonian-Lower Carboniferous play developed on the Krapivinskaya and Gorno-Shorskaya monoclines are determined on the ground of analysis of the modern geological and geophysical study of the Kuznetsk Trough, systematization and generalization of oil and gas geological materials obtained during well drilling. The estimation of inferred oil and gas resources of structures located within their limits is given. In addition to the structures considered separately, the estimation of forecast hydrocarbon resources of the Kuznetsk Trough is given by a volume-statistic method based on the involvement into the assessment of relatively well-studied sedimentation basins of the world (SB) with a known value of TIR HCs and other parameters included in the model and genetically influencing the value of TIR HCs.

Keywords: petroleum potential, geological structure, tectonic structure, estimation of resources, oil, gas, Western Siberia, Kemerovo Region, Kuznetsk Independent Petroleum Region.

DOI 10.20403/2078-0575-2022-4-46-54

Кузбасс до начала 1960-х гг., когда еще не были открыты крупные месторождения на севере Западно-Сибирской плиты, был основным нефтепоисковым районом Сибири. В настоящее время с учетом возросших возможностей геолого-разведочных работ и разработкой новейших технологий по добыче трудноизвлекаемых запасов УВ становится актуальной задача переоценки перспектив его нефтегазоносности.

Кузнецкий самостоятельный нефтегазоносный район (СНГР) расположен в Кемеровской области (Сибирский федеральный округ) и занимает площадь более 26,7 тыс. км. Протяженность бассейна с юго-запада на северо-восток достигает 335 км, ширина около 110 км [7].

Регион является крупным промышленным центром с хорошо развитой инфраструктурой и имеет высокую перспективную базу для добычи угольного (сорбированного) метана. Меньшие его перспективы связаны с жидкими УВ: непромышленные приотки нефти получены в скважинах на Борисовской

и Сыромолотненской антиклиналях. Здесь есть мощные толщи нефтематеринских пород, главным образом черные и темно серые известняки и аргиллиты среднего, верхнего девона и нижнекаменноугольного отдела, коллекторы и локальные покрывки. Территория претерпела длительное тектоническое развитие, в процессе которого могли сформироваться ловушки УВ самых разнообразных типов.

Геолого-геофизическая изученность

Вследствие нефтепоисковых работ в 1950-е гг. и многолетних геолого-разведочных работ по поискам и разведке каменного угля Кузнецкая впадина имеет высокую степень геологической изученности. Более 90 % ее площади впадины заснято геологической съемкой м-ба 1:50 000.

В 1950–1960-х гг. в Кузбассе ЗСГУ при участии СНИИГиМС [4, 5] предприняли попытку проведения поисково-разведочных работ на нефть и газ. Было пробурено 25 поисково-разведочных скважин глубиной от 1400 до 3010 м, но 13 из них не достиг-



ли проектной глубины, 6 были закрыты по техническим причинам, 5 остались неопробованными. Их распределение по нефтегазоперспективным площадям следующее: три скважины глубиной 1570–2018 м – на Ермаковской площади; одна (2743 м) – на Воскресенской; одна (1781 м) – на Грязненской; пять (1451–2937 м) – на Абашевской; восемь (1200–2940 м) – на Борисовской; четыре (2867–3010 м) – на Сыромолотненской. Скважины вскрыли отложения от пермского до раннедевонского возраста. Глубинная часть бассейна не изучена, скважин глубиной свыше 3010 м не пробурено, поэтому на всю мощность осадки бурением не изучены. В процессе бурения испытания на нефть и газ были проведены только в 15 скважинах, остальные либо не испытывались, либо были ликвидированы по техническим причинам.

В сейсморазведочных работах в Кузбассе выделяются два этапа: 1) 1949–1964 гг. [4, 5], 2) с 1977 г. до настоящего времени. Работы первого этапа были направлены на поиски нефтегазоносных структур и выполнялись до 1960 г. Новосибирским геофизическим трестом, а в 1960–1964 г. – сейсмической партией ЗСГУ. Методика работ – простое непрерывное профилирование МОВ, КМПВ. Несмотря на большой объем исследований результативность этого этапа низкая вследствие сложности поверхностных сейсмогеологических условий, слабой скоростной дифференциации среды. В то же время в результате доказана принципиальная возможность выделения в Кузбассе опорного отражающего горизонта, связанного с верхами верхнебалахонской подсерии (Плотниковская, Журавлевская, Подобаская, Сыромолотненская площади).

Работы второго этапа были возобновлены сейсмической партией ЦГЭ ЗСГУ в 1977 г. с целью прослеживания угленосных толщ и изучения глубинного строения. Применение сейсмостанций с магнитной записью, обрабатывающей техники ПСЗ-4, ЭВМ, более прогрессивных методик полевых работ значительно расширили возможности улучшения качества получаемого материала и позволили в целом повысить эффективность исследований.

Полевые работы 1977–1979 гг. проводились в южной части Кузбасса и носили опытно-методический характер. В результате были прослежены два опорных отражающих горизонта, построена структурная карта по кровле балахонских отложений, выделены четыре участка, перспективных на каменный уголь.

В 1979–1980 гг. пройдена серия профилей, пересекающих Кузбасс в субмеридиональном направлении. В течение четырех последующих летних полевых сезонов в Новокузнецком (1981–1982 гг.), Прокопьевском и Беловском (1983–1984 гг.) районах проводились опытно-методические работы. В результате работ доказана возможность применения невзрывных импульсных источников для изучения строения Кузбасса до глубин 2,5 км, выработана

методика полевых работ и обработки материалов. На большей части профилей прослежены отражающие горизонты в пермских отложениях, выделен ряд тектонических нарушений, получены новые данные о геологическом строении Терсинского геолого-экономического района.

В 1985–1987 гг. сейсморазведочные работы проводились на Салтымаковском участке. Были прослежены регулярные отражающие горизонты в кольчугинской и балахонской толщах. В результате получены новые данные о тектоническом строении района.

В 1987–1991 гг. сейсмическими работами была охвачена обширная территория Кузнецкого прогиба: был охарактеризован весь комплекс пород осадочного чехла – от девонских до мезозойско-кайнозойских отложений включительно. По кровле отложений балахонской серии выполнены структурные построения. Под складчатыми сооружениями Салаирского кряжа прослежены отражающие горизонты со средними скоростями 4500 м/с. Это дало основание предположить, что отложения Кузнецкого прогиба продолжаются более чем на 12 км под складчатые структуры Салаирского кряжа.

В 1997–1998 гг. силами ОАО «Сибнефтегеофизика» выполнены региональные сейсморазведочные работы МОГТ с использованием виброисточников, которые позволили получить кондиционные временные разрезы по шести региональным сейсмическим профилям (пяти поперечным и одному продольному), пересекающим различные структурно-тектонические зоны (восток Салаирской складчатой зоны, Присалаирское осложненное крыло и центральную часть Кузнецкого прогиба).

Временные разрезы позволили изучить полный геологический разрез Кузнецкого прогиба, проследить характер изменения мощностей крупных стратиграфических подразделений по простиранию, складчатые и разрывные структуры, внести уточнения в стратиграфические разбивки, выделить и наметить нефтегазоперспективные объекты [3].

Геологическое строение

Кузнецкий прогиб – это крупная отрицательная структура первого порядка, расположенная между положительными структурами того же порядка: Кузнецким Алатау и его продолжением – Горной Шорией, Салаирским кряжем и Томь-Колыванской складчатой областью.

Кузнецкий седиментационный бассейн представляет собой область активного прогибания и накопления осадков на протяжении всей геологической истории развития (в течение среднего и верхнего палеозоя) и раннего мезозоя. В его пределах распространены девонские, каменноугольные и пермские отложения, представленные всеми отделами и ярусами, а также породы нижнего и среднего триаса, нижней и средней юры, меловой, третичной и четвертичной систем. Общая мощность

Система	Отдел	Ярус	Серия	Подсерия	Свита (подсвита, слой)	Литологическая колонка	Мощность, м	Описание пород	
ПЕРМСКАЯ	верхний	татарский	кольчугинская	еруновская P ₂ er	тайлуганская P ₂ tl		600-1200	песчаники серые, мелкозернистые, алевролиты темно-серые, аргиллиты серые и темно-серые, каменные угли	
					грамотеинская P ₂ gr		470	песчаники светло-серые, разнозернистые, алевролиты темно-серые, аргиллиты темно-серые и серые, пласты каменных углей	
					ленинская P ₂ ln		740	песчаники светло-серые мелко-среднезернистые, алевролиты темно-серые, аргиллиты серые и темно-серые, каменные угли, сидериты	
		казанский		ильинская P ₂ il	ускатская P ₂ usk		200-500	алевролит-аргиллитовая толща пород с редкими прослоями песчаников, каменных углей и сидеритов	
					казанково-маркинская P ₂ k-m		700-1100	аргиллиты темно-серые и черные, часто углистые, алевролиты серые и темно-серые, песчаники грязно-серого цвета, полимиктовые, каменные угли, сидериты	
					митинская P ₂ mt		130-320	алевролит-аргиллитовая толща с маломощными слоями песчаников	
	уфимский	кузнецкая P ₂ kz	старокузнецкая P ₂ stk		340-720	частые чередования песчаников с пачками алевролит-аргиллитовых пород с пластами угля мощностью до 30 м			
			нижний	верхнебалахонская P ₁ bl	кемеровская P ₁ km		430-1450	песчаники светло-серые, реже серые, разнозернистые, косослоистые и параллельно-слоистые, полимиктовые, алевролиты серые и темно-серые, аргиллиты темно-серые, почти до черных, нередко переслаиваются с углистыми аргиллитами, каменные угли	
	ишанская P ₁ i								
	промежуточная P ₁ p								
алыкаевская C ₃ al									
КАМЕННОУГОЛЬНАЯ	верхний	касимовский-гжельский	балахонская	нижнебалахонская C ₃ bl	мазуровская C ₃ mz		610-1250	частые переслаивания песчаников, алевролитов, аргиллитов, углистых аргиллитов и пластов каменного угля	
	средний	московский			каезовская C ₃ kz				
	нижний	наморский		башкирский	острогская	евсеевская		200-400	конгломераты, песчаники, песчаные и углистые алевролиты с редкими прослоями каменных углей
				визейский		верхотомская		67-250	известковистые песчаники, местами туфогенные, алевролиты
	ДЕВОНСКАЯ	верхний	фаменский	мозжухинская	подонинская		200	красноцветные гравелиты, песчаники, алевролиты, аргиллиты	западная окраина
					курундуская		до 200		
			франский		шубинская		350		
					вагонская (пожарищинская) Изыльчинская (ляйская)		70		
		средний	живетский		барзасская		700-1000	песчаники, алевролиты, аргиллиты с пропластками липтобиолитовых углей	
					эйфельский	палатнинская		350-450	
нижний		эмский			красногорская		700	известняки серые, светло-серые, черные, аргиллиты, алевролиты, песчаники, конгломераты	
					кредовая D ₁ kr		700	известняки серые, светло-серые и черные, линзы алевролитов, аргиллитов, глинистых известняков, песчаников	
					томь-чумышская D ₁ tc				
					лоховский (жединский)	сухая D ₁ sh			
алевролиты серо-зеленые и красноцветные, песчаники, гравелиты, конгломераты, известняки песчаные и глинистые									



Рис. 1. Сводный литолого-стратиграфический разрез Кузнецкого прогиба и Салаирского кряжа (по материалам ОАО «Сибнефтегеофизика», 1998 г.)

1 – песчаники мелко-среднезернистые; 2 – алевролиты; 3 – аргиллиты; 4 – пласты каменных углей; 5 – сидериты; 6 – эффузивы и пирокластиты базальтового и андезитового состава; 7 – конгломераты; 8 – известняки; 9 – глинистые известняки; 10 – пепловые глинистые туфиты

палеозойских и мезозойских толщ Кузнецкого прогиба по данным глубинного сейсмического зондирования (ГСЗ) достигает 13 км.

Фундамент прогиба сложен отложениями силура, ордовика, кембрия и, возможно, более древними породами, которые отличаются сильной метаморфизацией и дислоцированностью. Девон-

ские отложения на востоке бассейна представлены в основном красноцветными терригенными и вулканогенными образованиями, а на западе – карбонатными и терригенными с морской фауной. Турнейский и визейские ярусы состоят из карбонатных и терригенных осадков. На морских нижнекаменноугольных отложениях залегают мощная (5–8 км)

верхнепалеозойская (С–Р) угленосная формация, сложенная терригенными породами и пластами каменных углей.

Триас представлен нижним и частично средним отделами (озерные терригенные и эффузивно-туфогенные образования), которые связаны с пермскими постепенным переходом, но местами ложатся на различные горизонты перми без заметных угловых несогласий.

Юрская система представлена нижним и средним отделами и сложена континентальными терригенными породами с пластами бурых и каменных углей. Ее отложения повсеместно находятся на подстилающих осадках с перерывом и угловым несогласием.

Покровные образования состоят из суглинков, глин, песков, галечников и относятся к меловой, третичной и четвертичной системам. Их мощность колеблется от 10–20 до 50–70 м [1, 3] (рис. 1).

Тектоническое строение

Тектоническое строение Кузнецкого прогиба изучено крайне неравномерно. Наиболее полно охарактеризованы его западные районы, где в значительных объемах проводились буровые работы, связанные с разведкой каменноугольных месторождений, а также отдельные площади в центральных районах, где велись нефтепоисковые работы.

Прогиб характеризуется довольно сложным тектоническим строением. Здесь интенсивно дислоцированные участки горных пород со складчатостью геосинклинального типа, располагающиеся в районах, прилегающих к Салаиру и Томь-Колыванской складчатой зоне, переходят через ряд промежуточных форм в пологие структуры

платформенного типа (районы, прилегающие к Кузнецкому Алатау).

На схематическом разрезе представлены современные представления о тектоническом строении Кузнецкого синклиория. В пределах района выделены структурные элементы, каждый из которых характеризуется определенными свойствами тектонического развития: Присалаирское осложненное крыло, включающее подзону крупной и мелкой линейной складчатости, зону гребневидной складчатости; Центральная зона пологих складок, прерывистых мульд и куполовидных поднятий; Приалатауская зона моноклиналей (рис. 2).

Кузнецкий прогиб можно рассматривать как нефтегазоносный бассейн, прошедший три стадии развития. Первая сопровождалась преимущественно прогибанием, в течение среднего и верхнего палеозоя сохранялась тенденция к погружению. Однако различные части прогиба погружались неравномерно, а бортовые части временами испытывали подъем, о чем свидетельствует изменение мощностей отдельных толщ, а местами их полное выклинивание. В этот этап формировались и развивались очаги нефтегазообразования девонско-каменноугольного нефтегазоносного осадочного бассейна.

Вторая стадия развития включала складкообразование, разрушение и переформирование образовавшихся ранее залежей углеводородов.

Третья стадия (орогенная) проявилась в возникновении нового осадочного бассейна, генетически связанного с предгорным прогибом и смежной частью платформы, в пределах которого накапливался орогенно-молассовый осадочный комплекс пермского возраста, попадающий в главную зону нефтеобразования, где создаются свои очаги неф-

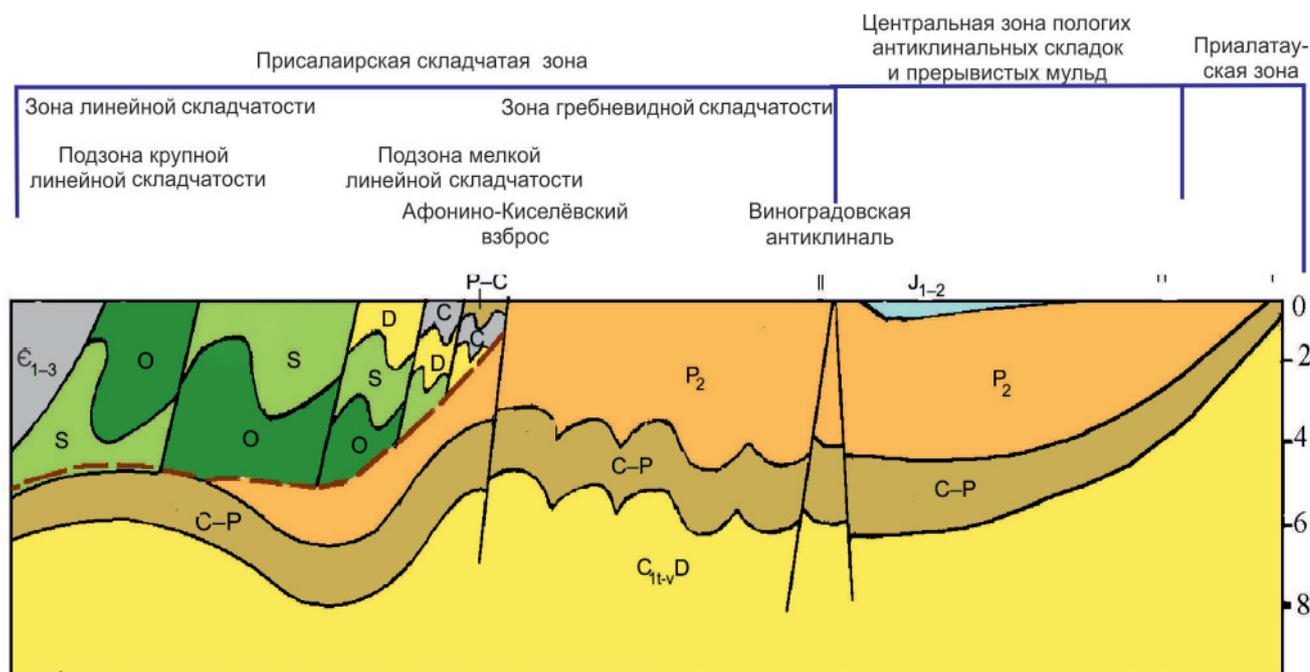


Рис. 2. Схематический геологический разрез Кузнецкого прогиба (по материалам В. Ю. Сушкова, Г. В. Ведерникова и др., 1998)

тегазообразования, с которыми также генетически связаны скопления нефти и газа уже предгорного бассейна [3].

Нефтегазоносность

Проявлений природного газа в Кузбассе значительно больше, чем нефтяных. Наиболее масштабные из них локализуются на Крапивинской, Борисовской, Сыромолотненской, Терсинской и Абашевской площадях.

Наиболее крупная Борисовская газовая залежь расположена в центральной части бассейна, в районе с. Борисово на западном погружении Крапивинского купола, приурочена к сундукообразной антиклинали. Газонасыщенными являются три горизонта песчаников верхов ильинской подсерии (верхняя пермь) мощностью 15–240 м. Притоки газа получены в двух скважинах в интервалах 180–380 м (14,0 тыс. м³/сут), 322–470 м (18,24 тыс. м³/сут), 474–525 м (20,0–25,0 тыс. м³/сут).

Газ состоит из метана (83,9–97 %) с содержанием большого количества тяжелых углеводородов (от 4–5 до 78 %): этана, бутана, пропана, что является характерным признаком для газов нефтяного происхождения [8].

На Сыромолотнинской площади в двух скважинах из горизонтов 2416–2489 м (низы кузнецкой подсерии, верхняя пермь) и 2690–2870 м (верхнебалахонской свиты, нижняя пермь) получены притоки свободного газа – 14,0 и 18,5 тыс. м³/сут соответственно. Вместе с метановым газом здесь была выброшена суспензия нефти. По составу газ аналогичен Борисовской залежи.

На Абашевской площади притоки газа получены из трех горизонтов с глубин 1502–1840 м из нижних частей верхнепермских ильинской, кузнецкой свит и нижнепермской верхнебалахонской, дебиты 40,0, 43,2 и 216,2 тыс. м³/сут соответственно. Газопроявления связаны в большинстве случаев с безугольными свитами.

Изучение керна скважин позволило установить, что коллекторские свойства отложений Кузбасса вполне удовлетворительные как по пористо-

сти (15–28,6 %), так и по проницаемости (от первых десятков до 480 мД). Судя по мощным (свыше 200000 м³/сут) фонтанным притокам минеральных вод и газа, на Абашевском и Терсинском поднятиях присутствуют трещиноватые коллекторы.

В настоящее время в Кузнецком прогибе залежи с промышленными запасами углеводородов еще не открыты. Подчитаны прогнозные запасы свободного газа по категории D_n на перспективных антиклиналях. Всего в пределах прогиба выделено 17 структур, которые находятся в различных структурно-тектонических условиях. Для оценки выбраны объекты в районах с подтвержденной нефтегазоносностью – Крапивинская моноклинали и расположенные в ее пределах Борисовская, Сыромолотнинская и Крапивинская антиклинали, а также Горно-Шорская моноклинали с выделенными положительными структурами (Абашевской, Подобасской и Мысковской антиклиналями).

На основании результатов сейсмических работ и изучения более 600 битумно-нефтегазовых проявлений, по мнению В. А. Ашуркова [1], в осадочном чехле Кузнецкого прогиба можно выделить четыре нефтегазоносных этажа.

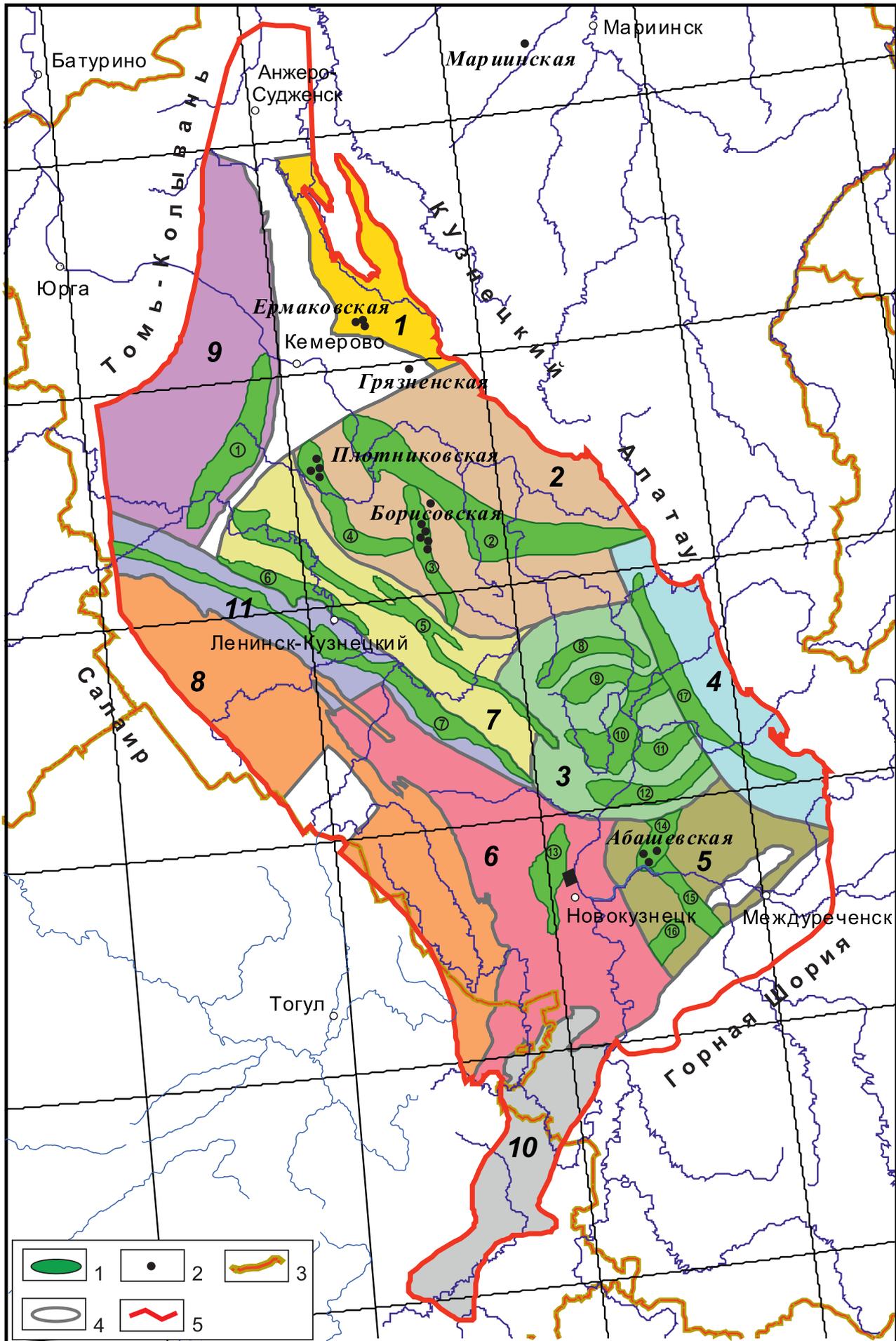
Первым, наиболее продуктивным этажом являются морские фации верхнего и среднего девона. Здесь нефтематеринскими породами могут быть барзасские липтобиолитовые каменные угли, горючие сланцы среднего девона мощностью до 60 м с содержанием органического вещества до 8–10 %, верхнедевонские слои коралловых известняков с битумами.

Второй этаж нефтегазоносности – отложения морского нижнего карбона мощностью 160–360 м, содержащие битуминозные известняки. Глубина залегания девонско-нижнекаменноугольного комплекса 2900–4200 м.

Третий этаж нефтегазоносности – отложения балахонской серии, сложенной преимущественно терригенными отложениями и охватывающей средний и верхний отделы каменноугольной системы и нижнюю пермь. Здесь прогнозируется открытие вторичных залежей углеводородов.

Рис. 3. Схема прогноза перспектив нефтегазоносности Кузбасса (по материалам В. А. Ашуркова, 1997)

1 – перспективные локальные объекты и их номера (цифры в кружках) (1 – Павлиновская, 2 – Крапивинская, 3 – Борисовская, 4 – Сыромолотненская, 5 – Виноградовская, 6 – Кильчигизская, 7 – Соколовско-Урская, 8 – Северо-Нарыкская, 9 – Нарыкская, 10 – Маркино-Никольская, 11 – Осиновоплесская, 12 – Кушеяковская, 13 – Аралическая, 14 – Абашевская, 15 – Подобасская, 16 – Мысковская, 17 – Терсинская); 2 – области с неясными перспективами; 3 – скважины глубокого бурения; 4 – контур Кузбасса; 5 – административные границы; тектонические структуры: 1 – Барзасское поднятие (перспективы связывают с девонскими отложениями, коллекторы трещинного типа), 2 – Крапивинская моноклинали (перспективы связывают с девонскими и нижнекаменноугольными отложениями, коллекторы порово-трещинного типа), 3 – Терсинский свод (перспективы связывают с под угленосными и угленосными отложениями, коллекторы порово-трещинного типа), 4 – терсинские надвиги (полоса линейных антиклиналей надвигового происхождения, коллекторы смешанного типа), 5 – Горно-Шорская моноклинали (перспективы связывают с коллекторами трещинного типа), 6 – Амагнетитный блок фундамента (возможны ловушки рифогенного происхождения), 7 – область проницаемых зон фундамента (возможны залежи в антиклиналях, сформированных над разломами фундамента), 8 – салаирские надвиги, 9 – томь-колыванские надвиги, 10 – Неня-Чумышская впадина (возможны литолого-стратиграфические залежи), 11 – Урский блок (возможны залежи в антиклиналях, сформированных над разломами фундамента)





Четвертый этаж нефтегазоносности – угленосные отложения кольчугинской серии верхней перми. Суммарная мощность пластов каменного угля в них около 260 м. Здесь прогнозируется открытие вторичных залежей нефти и метанового газа, генерируемого пластами каменных углей. Залежи здесь могли сформироваться на глубине 1000 м (рис. 3).

Оценка ресурсного потенциала антиклинальных ловушек выполнена для наиболее перспективного верхне-среднедевонско-нижнекаменноугольного комплекса объемным методом с помощью месторождений-аналогов [6].

Месторождений в выступлениях известняков девонско-каменноугольного возраста довольно много: в Томской области в Пуденском нефтегазоносном районе (НГР) – восемь месторождений нефти и газа (нефтегазоконденсатные Лугинецкое, Останинское, Северо-Останинское, Селимхановское, Герасимовское, нефтяные Сатпаевское и Восточно-Верхнекомбарское, газоконденсатное Верхнекомбарское); в Межовском НГР – пять (нефтегазоконденсатные Арчинское, Урманское и Нижнетабаганское, нефтяные Южно-Тамбаевское и Южно-Табаганское); в Новосибирской области – два (Малоичское и Восточное).

Резервуары для залежей УВ – трещиноватые известняки и доломиты девона, карбонатные и кремнисто-глинистые отложения карбона. Месторождения нефти и газа, как правило, приурочены к эрозионно-тектоническим выступам палеозойского основания и связаны со сложно построенными литологически, тектонически и стратиграфически экранированными ловушками.

Исходя из тектонических предпосылок в Кузнецком прогибе можно ожидать структурные залежи нефти и газа, приуроченные к антиклинальным поднятиям, которые служили ловушками при региональной миграции углеводородов; литолого-стратиграфические залежи, приуроченные к областям выклинивания отложений и их несогласным залежаниям, связанным с перерывами в осадконакоплении (наиболее крупные перерывы – между средним и верхним девонем); залежи, связанные с трещиноватыми зонами в горных породах, которые широко развиты в пределах прогиба.

Оценка ресурсов УВ установленных объектов выполнена с помощью общепринятых формул для подсчета запасов и ресурсов нефти и газа. Параметры залежей нефти и газа рассчитывались как средневзвешенное значение данных всех известных месторождений-аналогов.

Для оценки ресурсов нефти используются следующие параметры: площадь ловушки, эффективная нефтенасыщенная толщина коллектора, коэффициент открытой пористости, коэффициент нефтенасыщенности порового пространства, плотность нефти, пересчетный коэффициент, учитывающий усадку нефти при переводе ее из пластовых условий в поверхностные.

Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина принята 6,5 м. На месторождениях-аналогах она изменяется от 1,7 до 20,0 м. Минимальная мощность отмечена в отдельных пластах на Герасимовском и Селимхановском месторождениях, максимальная – на Останинском.

Отмечается низкая пористость пород на Арчинском (0,07 доли ед.) и Северо-Останинском (0,04 доли ед. на глубине 3123–3160 м) месторождениях, а в пластах Лугинецкого, Урманского, Сатпаевского, Арчинского (на глубине 2735–2745 м) месторождений она достигает 17–18 %. По исследованиям керна скважин Кузнецкого прогиба пористость 0,15–0,28 доли ед., среднее значение принято 0,18 доли ед.

Нефтенасыщенность изменяется на Урманском месторождении от 0,41 (на глубине 3146–3239 м) до 0,82 доли ед. (на глубине 2994–3133 м), на Останинском составляет 0,95 доли ед, в среднем 0,62 доли ед.

Нефть на месторождениях различна по плотности. Доля особо легкой и легкой нефти (до 0,850 г/см³) – больше половины (60 %), нефтей средней плотности (0,851–0,870 г/см³) – 35 %, а в пластах Арчинского месторождения встречается и тяжелая (0,871–0,895 г/см³) – 5 %. Среднее значение 0,83 г/см³.

Среднее значение пересчетного коэффициента нефти составило 0,704 доли ед.

Коэффициент извлечения нефти Северо-Останинского месторождения достигает 0,5 усл. ед., а на Южно-Тамбаевской площади – 0,1 усл. ед. Средневзвешенное значение принято 0,25 усл. ед.

Извлекаемые ресурсы нефти выявленных ловушек прогнозируются 138 млн т.

Для оценки ресурсов газа используются следующие параметры: площадь газонасыщенности, эффективная газонасыщенная толщина коллектора, коэффициент открытой пористости, коэффициент газонасыщенности, пластовое давление.

Средняя эффективная газонасыщенная толщина принята 6,2 м. В продуктивных пластах на Нижнетабаганской площади она изменяется в от 1,7 до 8,8 м, максимальные газонасыщенные толщины встречены на Селимхановской (10,3 м) и Герасимовской (18,8 м) площадях.

Среднее значение пористости газонасыщенных коллекторов принято 12 %; максимальные отмечены на Останинской (19 %), Герасимовской (18 %) и Лугинецкой (18,5 %) площадях; на Арчинской площади пористость составляет 7 % (Восточно-Арчинская залежь в районе скв. 50).

Газонасыщенность пород на месторождениях изменяется от 0,5 до 0,79 доли ед., в среднем 0,6 доли ед.

Пластовое давление на месторождениях напрямую зависит от глубины. Глубина залегания продуктивных пластов на месторождениях-аналогов 2350–3100 м; продуктивных отложений верхне-



среднедевонско-нижнекаменноугольного комплекса 2900–4200 м. Для подсчета ресурсов газа принято нормальное гидростатическое расчетное пластовое давление 30,5 МПа.

Ресурсы свободного газа выявленных ловушек прогнозируются 262 млрд м³.

Аценка прогнозных ресурсов углеводородов Кузнецкого прогиба была выполнена в том числе с использованием объемно-статистического метода.

Объемно-статистический метод в данном случае применен исходя из того, что изученность Кузнецкого прогиба не позволяет использовать другие методы оценки (метод аналогий, объемно-генетический и др.). На данной стадии изученности территории имеются лишь сведения о суммарном объеме осадочного выполнения, мощности и литологическом составе, о наличии и особенностях распространения природных резервуаров (коллекторов и флюидоупоров).

Объемно-статистический метод базируется на анализе выборки чуть менее 100 сравнительно хорошо изученных нефтегазоносных бассейнов, для которых известны основные геометрические характеристики осадочного выполнения, его преимущественный возраст и относительно точные оценки начальных суммарных ресурсов УВ.

Для подвыборки были обобщены материалы 26 седиментационных бассейнов с преимущественно палеозойским возрастом осадочного выполнения. Коэффициент корреляции между прогнозными запасами углеводородов и объемом осадочного выполнения бассейнов составил 0,88.

Объем осадочного выполнения для Кузнецкого прогиба с площадью 27 тыс. км² и средней мощностью осадочного чехла 5 км принят равным 135 тыс. км³. Средняя оценка – 726,4 млн т, минимальная – 227,2 млн т, максимальная – 2322,6 млн т условного топлива. Распределение по флюидному составу в настоящее время вызывает затруднение, но с учетом, что район газоносный, можно предположить, что 90 % ресурсов – это газ [2].

Выводы

Тектоническое строение и данные о нефтегазоносности Кузнецкого прогиба свидетельствуют о возможности открытия промышленных скопленей нефти и газа в куполах антиклинальных складок и на склонах поднятий. Особый интерес в этом отношении представляют морские отложения верхне-среднедевонского и карбонатные отложения доорогенного цикла нижнекаменноугольного (турне–визе) возраста, залегающие на доступных бурению глубинах (до 5 км). Потенциально нефтегазоносными могут оказаться отложения среднего, верхнего карбона и перми.

Благодаря исследованиям, проведенным специалистами «Сибнефтегеофизики», в Кузнецком прогибе, кроме выявленных перспективных объектов, было установлено, что потенциально про-

дуктивны области развития верхне-среднедевонских органогенных построек на погребенном склоне Кузнецкого Алатау, глубины залегания которых 1500–2000 м, а также зоны развития передовых складок девонских отложений Томь-Кольванской складчатой области с глубинами залегания 1000–3000 м [3].

Исходя из множества предпосылок, можно заключить, что Кузнецкая впадина представляет собой район, перспективный на обнаружение залежей нефти и газа. В связи с этим предлагается рассматривать его как объект для проведения поисковых работ с уточнением выявленных объектов и подготовки их к поисковому бурению.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. **Ашурков В. А., Голдаев Н. В.** Использование и воспроизводство минерально-сырьевой базы Кемеровской области. Нефть и природный газ // Недра Кемеровской области: сб. КНР по Кемеровской области. – Кемерово, 1998. – С. 98–113.
2. **Бурштейн Л. М.** Методы количественной оценки перспектив нефтегазоносности (на примере седиментационных бассейнов Сибири): автореф. дис. ... д. г.-м. н. – Новосибирск, 2011. – 41 с.
3. **Борщ С. С., Беспечная Л. Ю., Ведерников Г. В.** Новые данные о геологическом строении Кузнецкого прогиба // Геофизика. Специальный выпуск к 30-летию «Сибнефтегеофизики». – Новосибирск, 2001. – С. 102–109 с.
4. **Геологическое** строение и перспективы нефтегазоносности Кузбасса / В. С. Муромцев, Г. Н. Карцева, С. П. Микуцкий и др. // Тр. СНИИГГиМС. – 1959. – Вып. 4. – 299 с.
5. **Жеро О. Г.** К вопросу о нефтегазоносности Кузбасса // Материалы по геологии, гидрогеологии, геофизике и полезным ископаемым Сибири. – Л., 1960. – С. 76–86. – (Тр. СНИИГГиМС; вып. 9).
6. **Методическое** руководство по количественной и экономической оценке ресурсов нефти, газа и конденсата России / под ред. К. А. Клещева, А. Э. Конторовича. – М.: ВНИГНИ, 2000. – 189 с.
7. **Сибирский федеральный округ, Кемеровская область, геологическая карта, масштаб 1:2 500 000 / сост. по материалам «Геологической карты России и прилегающих акваторий масштаба 2 500 000» / гл. ред. О. В. Петров, отв. ред. С. И. Стрельников. – СПб.: ВСЕГЕИ, 2017.**
8. **Черкасов Г. Н., Шаров Г. Н., Ашурков В. А.** Нефтегазоносный потенциал Кузнецкого прогиба (Западная Сибирь) // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири. – 2012. – № 1 (9). – С. 107–121.

REFERENCES

1. Ashurkov V.A., Goldaev N.V. [Use and reproduction of the mineral resource base of the Kemerovo Region. Oil and natural gas]. *Nedra Kemerovskoy oblasti: Sbornik KPR po Kemerovskoy oblasti* [Subsurface of the Kemerovo region: Collection of CNR on the



Kemerovo Region]. Kemerovo, 1998, pp. 98–113. (In Russ.).

2. Burshteyn L.M. *Metody kolichestvennoy otsenki perspektiv neftegazonosnosti (na primere sedimentatsionnykh basseynov Sibiri)*. Avtoref. dokt. dis. [Methods of quantitative assessment of petroleum potential (by the example of sedimentation basins of Siberia). Author's abstract of DSc thesis]. Novosibirsk, 2011. (In Russ.).

3. Borshch S.S., Bespechnaya L.Yu., Vedernikova G.V. [New data on the geological structure of the Kuznetsk Trough]. *Geofizika. Spetsialnyy vypusk k 30-letiyu Sibneftegeofiziki – Geophysics. Special issue arranged to the 30th anniversary of Sibneftegeofizika*, 2001, issue 1, pp. 102–109. (In Russ.).

4. Muromtsev V.S., Kartseva G.N., Mikutsky S.P., et al. [Geological structure and oil-and-gas prospects of Kuzbass]. *Trudy SNIIGGiMS*, 1959, issue 4, 299 p. (In Russ.).

5. Zhero O.G. [To the question of petroleum potential of Kuzbass. Materials on geology, hydrogeology,

geophysics and minerals of Siberia]. *Trudy SNIIGGiMS*, 1960, issue 9, pp. 76–86. (In Russ.).

6. Kleshchev K.A., Kontorovich A.E., eds. *Metodicheskoye rukovodstvo po kolichestvennoy i ekonomicheskoy otsenke resursov nefti, gaza i kondensata Rossii* [Methodological guideline on quantitative and economic assessment of Russian oil, gas and condensate resources]. Moscow, VNIGNI Publ., 2000. 189 p. (In Russ.).

7. Siberian Federal District, Kemerovo region, geological map, scale 1:2.500.000 / based on the materials of the “Geological map of Russia and adjacent water areas, scale 2.500.000” / ch. ed. O.V.Petrov, resp. ed. S.I.Strelnikov. St. Petersburg, VSEGEI Publ., 2017. (In Russ.).

8. Cherkasov G.N., Sharov G.N., Ashurkov V.A. [Petroleum potential of the Kuznetsk Trough (West Siberia)]. *Geologiya i mineralno-syryevyye resursy Sibiri – Geology and Mineral Resources of Siberia*, 2012, no. 1 (9), pp. 107–121. (In Russ.).

© Ю. Л. Зайцева, В. В. Сапьяник, 2022