

## УГЛЕВОДОРОДНЫЙ ПОТЕНЦИАЛ КУЗНЕЦКОЙ КОТЛОВИНЫ

Ашурков В.А.<sup>а</sup>, Черкасов Г.Н.<sup>а</sup>, Шаров Г.Н.<sup>б</sup><sup>а</sup> ФГУП СНИИГГиМС, Новосибирск, Россия ([cherkasov@sniggims.ru](mailto:cherkasov@sniggims.ru))<sup>б</sup> ООО ИГЭП РАНН, Москва, Россия ([g.sharov@bk.ru](mailto:g.sharov@bk.ru))

3

Углеводородный потенциал Кузнецкой котловины определяется ресурсами нефти, в т. ч. залежами молодой (N-Q) нефти [4,5,6,7], природного свободного газа и газа, сорбированного в угольных пластах [8,9].

Примером подобного сочетания освоенных промышленностью ресурсов является бассейн Сан-Хуан (США).

В 1996 году во исполнение совместного распоряжения Минтопэнерго и Роскомнедра ВГ-5080 от 25.08.96 г. была составлена «Программа геологоразведочных работ на нефть и газ по Западной Сибири на 1997-2000 г.г. и прогноз на 2001-2005 г.г.».

По инициативе Южсибгеолкома в этом году была составлена соответствующая Подпрограмма по Кузбассу, которая вошла в качестве составляющей в упомянутую выше Программу. Министерство геологии РФ на 1997 г. выделил из федерального бюджета средства на проведение сейсморазведочных работ по отрасли нефть и газ и на бурение поисково-тестовой скважины по добыче метана из угольных пластов.

В предшествующий период, начиная с 1984 г., в результате тематических исследований ПГО «Запсибгеология», затем «Южсибгеолкома» были обобщены сведения о проявлениях углеводородов в Кузнецкой котловине. Ресурсы газа в угольных пластах до глубины 1500 м. оценены в 13 трлн. м<sup>3</sup> при средней плотности 716,5 млн. м<sup>3</sup> на 1 км<sup>2</sup>. Концентрация метана в наиболее продуктивных пластах достигает 30-35 м<sup>3</sup>/т [3,8]. Начаты сейсмопоисковые работы на нефть и природный газ, которые в связи с отменой отчислений на воспроизводство минеральных ресурсов остались не оконченными.

В основе прогноза нефтегазоносности

углеводородов. Основанием для прогноза конкретных обстановок их промышленных концентраций являются накопленные сведения по более чем 600-ам битумо-, нефте- и газопроявлениям, данные сейсмопоисковых работ [1,9].

Кузнецкая котловина является крупной межгорной впадиной зажатой горными сооружениями Кузнецкого Алатау с востока, Салаира с запада, Томь-Кольванской складчатой зоной с севера и Горной Шорией с юга. Наибольшая длина котловины 335 км, наибольшая ширина 110 км, площадь 26700 км<sup>2</sup>. Частично угленосные отложения котловины на западе и севере скрыты надвинутыми примерно на 20, а то и на 40 км, горными сооружениями Салаирского кряжа и, возможно, Томь-Кольванской складчатой зоны.

Поверхность Мохоровичича под котловиной образует выступ. Глубина её залегания 37-41 км, под горными сооружениями она равна 48 км. Общая мощность осадочного слоя, включая отложения девона 10-13 км. Максимальная мощность осадков по гравиметровым данным оценивается в 18 км.

Кузнецкая котловина в основании имеет рифт, наличие которого подчёркивается излияниями траппов. Тепловой поток в пределах котловины повышен, особенно в южной её части. Месторождения минеральных вод в пределах котловины высоко минерализованы и газонасыщены, что свидетельствует об интенсивном подтоке вещества, имеющего глубинное происхождение.

Исследуя геологическое строение Кузнецкого угольного бассейна, И.М. Губкин [2] пришёл к выводу «... мой вопрос – нет ли в Кузнецкой котловине под каменными углями в основании карбона и в девоне нефти? – является вполне

обоснованным». Это суждение сегодня остаётся актуальным.

В последующие годы сомнения в возможности вообще нахождения в Кузнецкой котловине залежей нефти и природного газа, как и открытие Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции, надолго пресекли любые попытки возобновления в Кузнецкой котловине нефтепоисковых работ.

По мнению ряда авторитетных учёных, высокий тепловой поток ставит под сомнение возможность сохранения нефтяных залежей, предполагая их деструкцию, а наличие битумов, асфальтитов, небольшие нефтепроявления рассматривают в качестве остаточных признаков былых нефтяных залежей.

Биогенная гипотеза происхождения нефти, давшая несомненные практические положительные плоды при поисках месторождений нефти, сдерживала альтернативные исследования. Практические же результаты нефтепоисковых работ всё более подтверждают глубинное происхождение углеводородов. Последнее открытие в Мексиканском заливе крупной, если не гигантской, залежи нефти на глубинах 10,6-11,2 км. подтверждает первично глубинное происхождение углеводородов, хотя и не исключает важной роли биогенного вещества, особенностей геологического строения осадочных толщ в процессе формирования и передислокации залежей нефти.

Возможность нахождения в Кузнецкой котловине промышленных залежей нефти и природного газа обосновывается нами с учётом факторов, имеющих место в обоих этих, подчёркиваем, рабочих, гипотезах, а также с учётом фактических данных по более чем 600-ам битумо-, нефте- и газопроявлениям и последних данных геофизических исследований.

Сразу следует отметить, что углеводороды Кузнецкой котловины рассматриваются нами в качестве производных глубинных процессов, происходящих в ядре Земли, на границе

В 1935 – 1943 г.г. и 1949 – 1962 г.г. на основании рекомендаций И.М. Губкина были осуществлены буровые поисковые работы. В то время бурение скважин было основным методом поиска нефтяных месторождений. Из 25 пробуренных скважин 15 не достигли проектных глубин, 6 ликвидированы по техническим причинам, 3 скважины не испытаны.

Скважины были пройдены на антиклинальных структурах Притоки свободного природного газа Сыромолотненской антиклинали получены в двух скважинах с горизонтов 2416-2489 м. и 2690-2870 м. в количествах 14000 и 18500 м<sup>3</sup>/сут. Состав газа в %: CH<sub>4</sub> 83.4 и 90.1; CO<sub>2</sub> + H<sub>2</sub>S 0,4 и 0,7; N<sub>2</sub> + редкие газы 8.4 и 2.5; Ar + Kr + Xe 0,04 и 0,04; Ne + He 0,02 и 0,0008; тяжёлые углеводороды 7,8 и 6,7. На Борисовской антиклинали получены притоки в двух скважинах по трём горизонтам (180-380 м, 322-470 м, 447-525 м.) в объёме 14000, 18240 и 20000-25000 м<sup>3</sup>/сут. Газ состоит из метана (85.6%), тяжёлых углеводородов (8.7%), азота и редких газов (3%). На Абашевском куполе притоки получены с трёх горизонтов в интервале глубин 1840-1502 м. в объёме 40000, 43200 и 216200 м<sup>3</sup>/сут.

На Мрасской площади, в скважине Томской Глубокой пробуренной в конце 80-х годов по инициативе ПГО «Запсибгеология», установлено четыре газоносных горизонта.

Первый газоносный горизонт находится на глубине 1083 - 1293 м. Горизонт приурочен к песчаникам над Сыркашевским силлом диабазов, трещиноватым участкам самого силла и песчаникам под силлом. Тип коллектора - порово-трещинный. Объём газа около 0.8 млрд. куб. м. Состав газа преимущественно метановый, тяжёлых углеводородов 1.0 - 5.7%. 1 зап.  
eH<sub>4</sub> + H<sub>2</sub>

Второй газоносный горизонт вскрыт на глубине 1950 - 1980 м. Залежь приурочена к песчаникам трещиноватым и дробленным. Газ метановый. Объём 0.3 млрд. куб. м. 2 зап.  
eH<sub>4</sub>

Третий газоносный горизонт встречен на глубине 2194 - 2345 м. Он приурочен к трещиноватым диабазам Майзасского силла 3 зап.  
eH<sub>4</sub>  
+ H<sub>2</sub>

составу азотно-метановый (метан - 54%, азот - 37%) с содержанием водорода (8,5%). Объем газа 0.6 млрд. куб. м.

Ч.2.эф.  
ЕН<sub>4</sub> Четвертый газоносный горизонт находится на забое скважины на глубинах 2393 - 2540 м. Он приурочен к пяти пластам песчаников, разделенных аргиллитами и диабазами силла. Состав газа метановый. Объем газа 1.8 млрд. куб. м.

В Кузбассе в ряде мест отмечены аномальные значения содержания тяжелых углеводородов. На шахте Бирюлинская в скважине 3594 содержание этана на глубине 533 м составило 54%. На Абашевском куполе в ряде скважин содержание этана доходило до 13%.

Жидкая нефть в Кузбассе встречена вблизи сел Узунцы, Сыромолотное, Борисово, Осинное Плесо, Кыргай, Абашево.

На Борисовской антиклинали в скв. 29 с глубины 450 м получен приток нефти 380 л/сутки.

Элементарный состав нефти Кузбасса: углерод (83.7 - 87.30%), водород (11.4 - 14.8%), кислород (1.3 - 3.0%). Так, узунцовская нефть состоит из 83.7% углерода, 13.9% водорода, 2.4% кислорода. Отношение углерода к водороду 6.0.

Исходя из химического состава, нефти Кузбасса относятся к двум классам. Первый класс (с. Узунцы, Осинное Плесо, Абашево - I, Кыргай) - это нефти существенно метановые (метановых более 75%), бессернистые (серы 0.08%), парафинистые и высокопарафинистые (парафины 5 - 25%). Нефти легкие (удельный вес 0.80 - 0.82 г/куб.см). Второй класс - это нефти (с. Сыромолотное) метано-нафтеновые (нафтенных более 50%). Парафина и смол в них нет, серы до 0.15%. Это легкая нефть (удельный вес 0.79).

Коллекторские свойства отложений Кузбасса вполне удовлетворительные как по пористости (15-28,6%), так и по проницаемости (от первых десятков до 480 миллидарси).

В Кузбассе безусловно, имеют место трещинные коллекторы, о чем свидетельствуют мощные фонтанные

месторождения и газа (свыше 200000 куб.м/сутки) на Абашевском куполе.

В ряде случаев в качестве хороших коллекторов могут оказаться пласты угля, поскольку исследования на газопроницаемость показали, что она по напластованию колеблется в пределах 3.32 - 65.4 миллидарси, а вкрест напластованию 0.59 - 35.6 миллидарси.

В Кузбассе известно более 30 структур антиклинального типа, которые являются поисковыми объектами первой очереди. Более десятка из них крупны.

Амплитуда антиклиналей 100 - 300 м, некоторых до 1000 - 2000 м. Углы наклона крыльев - от пологих до крутых. Например, Нарыкская антиклиналь, судя по сейсмическим данным, имеет амплитуду порядка 2000 м и пологий угол северо-восточного крыла - 8 градусов.

Особо следует подчеркнуть приуроченность всех этих проявлений углеводородов к терригенным отложениям, перекрывающим девон - нижнекаменноугольные отложения котловины.

В 1997 г. ОАО «Сибнефтегеофизика» начала сейсморазведочные работы по опорным профилям, направленные на поиски месторождений нефти и газа.

Работы выполнены методом ОГТ с кратностью перекрытий 72 с применением виброисточников, объем выполненных работ 450,35 км. Кондиционные временные разрезы получены по трем поперечным и одному продольному профилям, пересекающим различные структурно-тектонические зоны: восточный склон Салаирского кряжа, Присалаирское осложненное крыло, центральную часть Кузнецкого прогиба, частично складчатую зону Кузнецкого Алатау [1]

На глубинных региональных разрезах представлен полный геологический комплекс Кузнецкого прогиба. Появилась возможность проследить характер изменения мощностей крупных стратиграфических подразделений, внести уточнения в стратиграфические разбивки, выделить и наметить

В результате выполненной интерпретации первого этапа работ разработана покровно-блоковая модель строения Кузнецкого прогиба. Показано, что сочленение Кузнецкого прогиба с Салаирской складчатой областью проходит по пологому шарьяжу, под которым продолжают его силур-нижнепермские отложения. Под мощным тектоническим покровом в этой части разреза выделены крупные Урско-Бачатская антиклиналь, Подсалаирская синклиналь и Восточно-Салаирская тектоническая ступень. Были выявлены 4 первоочередных нефтегазоперспективных объекта. По кровле нижнекаменноугольных отложений выделена крупная антиклинальная структура – Кузнецкая мегаантиклиналь шириной около 70 км. и амплитудой до 2000 м.

Работы были продолжены в 1999 г. Было выполнено 442,05 км. профилей.

Отражающие горизонты, выделяемые на временных и глубинных разрезах, соответствуют главным геологическим границам раздела в осадочном чехле Кузнецкого прогиба. Выделены опорные отражающие горизонты: ВБ – в кровле балахонской серии; ВТ – в подошве отложений Кузнецкого угленосного бассейна (кровля морских отложений верхотомской свиты); установлен ряд условных горизонтов (Г, Е, У, И), отождествляемых с границами внутри кольчугинской серии. Кроме того, также условно выделены границы S (кровля силурийских отложений) и R (кровля рифейских отложений). Предполагается, что история тектонического развития территории представляет собой процесс, который последовательно усложнял структуру краевой части западного склона Кузнецкого Алатау.

Оформившийся в салаирскую фазу каледонского тектогенеза в виде антиклинория Кузнецкий Алатау и расположенный юго-западу от него Салаирский горстовый массив представляли собой постоянные для каждого последующего этапа положительные

Результатом позднегерцинского тектогенеза явилась смена тетонических деформаций: растяжение, следствием которого стало образование приразломной депрессии, сменилось процессами регионального сжатия, приведшими к появлению надвигов и взбросов, поверхности сместителей которых возникли в процессе образования складчатых структур.

На сейсмических разрезах видно, что кровля верхотомской свиты верхнего карбона (ВТ), а также вся толща, ограниченная этой поверхностью, смяты в складки близкие по типу к складкам скальвания, нагромождённым друг на друга и образующим антиклинальное поднятие.

Система Салаирских надвигов рассматривается как единая длительно развивающаяся структура, возникшая в результате периодического проявления однонаправленных сжимающих усилий. Предсалаирский надвиг представляет собой главный дизъюнктив системы Салаирских надвигов, по которому кембрийско-силурийские толщи Салаирской пластины надвинуты на отложения герцинской депрессии.

В зоне сочленения Томь-Колыванской складчатой области и Кузнецкой котловины надвиговых структур не зафиксировано. Особенностью Томь-Колыванского антиклинория является смена приповерхностной высокоамплитудной складчатости с глубиной низкоамплитудной складчатостью в осадочной толще среднекембрийско-девонского возраста.

В развитии Кузнецкой котловины, как возможного нефтегазоносного бассейна рассматривается две стадии развития: преимущественного прогибания и осадконакопления и складкообразования, вызванного орогенезом.

Выделены следующие перспективные поисковые объекты скопления УВ:

а) Области развития девонских органогенных построек (гл. 1500-2000 м.): пр. 04.99.04 ПК 102000-108000; пр 04.99.05 ПК 28000-35000.

б) Высокоамплитудная складчатость

складчатой области (г.л. 1000-3000 м.): пр. 04.99.01 ПК 160000-172000.

в) В прибортовой зоне возможны месторождения как в девонско-каменноугольном комплексе на глубинах 2900-4200 м (асимметричные складки – Виноградовская антиклиналь и Сыромолотненская гемнантиклиналь), так и в нижних горизонтах пермских отложений на глубине ок. 1000 м. антиклинальных структур (Виноградовская, Сыромолотненская, Южно- и Северо-Борисовская).

г) В покровно-складчатой зоне возможны месторождения УВ в девонско-каменноугольных отложениях, собранных в антиклинальные складки (Подсалаирская, Восточно-Салаирская, Мусохрановская), г.л. 4000-7500 м.

В 2000 году были проведены тематические работы «Экспертная обработка результатов работы методом ОГТ». В результате была подтверждена высокая эффективность метода. И даны рекомендации: «Начать площадные поисковые работы в зоне сочленения Кузбасса и Кузнецкого Алатау, переинтерпретировав имеющиеся здесь материалы глубокого бурения с позиций выделения рифогенных тел в карбонатной толще нижнего карбона – верхнего девона».

Таким образом, Кузнецкая котловина рассматривается нами в качестве новой нефтегазоносной провинции расположенной в центре промышленно освоенной части Сибири.

### Литература

1. Борц С.С., Беспечная Л.Ю., Ведерников Г.В. Новые данные о геологическом строении Кузнецкого прогиба. – Геофизика 2001 (спецвыпуск).
2. Губкин И.М. Избранные сочинения, т. II. Изд. АН СССР, М.:1953, с. 339.
3. Угольная база России. Т. П.М.:Изд. ООО «Геоинформцентр». 2003, 604 с.
4. Черкасов Г.Н. Эпохи формирования месторождений нефти и газа и новое направление их поисков в Сибири //Новые идеи в геологии и геохимии нефти и газа (Матер.V Междунар. конф.). – М.:МГУ, 2001 – 104 стр.

5. Черкасов Г.Н., Сержантова Е.А. Дегазация Кузнецкого блока литосферы Алтае-Саянской складчатой области и перспективы его нефтегазоносности //Дегазация Земли: геодинамика, геофлюиды, нефть и газ (Матер. Междунар. конф., посвящ. памяти акад. П.Н.Кропоткина). – М.:ГЕОС, 2002.
6. Черкасов Г.Н. Новый подход к оценке перспектив нефтегазоносности Кузбасса (Западная Сибирь) // Новые идеи в геологии и геохимии нефти и газа: системы осадочных бассейнов (Матер. VIII Междунар. конф.). – М.: ГЕОС, 2005, с.475-477.
7. Черкасов Г.Н. Принципиальная геолого-генетическая модель нафтидогенеза и его современные проявления по югу Сибири //Вулканизм, биосфера и экологические проблемы (Матер. V Междунар. научн. конф.). – Майкоп-Туапсе:Изд-во АГУ, 2009, с.74-75.
8. Шаров Г.Н., Березиков Ю.К., Авдеев А.П., Макеев В.Ф., Натура В.Г., Зимаков В.М. Угольный газ Кузбасса и перспективы его промышленного освоения. - В сб.: Нетрадиционные источники углеводородного сырья и проблемы его освоения, т. 2. Санкт-Петербург: 1992, с. 56-57.
9. Шаров Г.Н., Черных А.И. Особенности глубинного строения Кузнецкой впадины в связи с нефтегазо- и рудоносностью В кн: Актуальные проблемы рудообразования и металлогении. Тез. докл. Новосибирск, изд. «Гео». 2006, с. 243-245.