

УДК 551.24
МРНТИ 38.53

КОРРЕЛЯЦИЯ СТРАТИГРАФИЧЕСКОГО РАЗРЕЗА С ОЦЕНКОЙ ПРОГНОЗНЫХ РЕСУРСОВ УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ ОСАДОЧНЫХ БАССЕЙНОВ ЮЖНОГО КАЗАХСТАНА (ШУ-САРЫСУЙСКОГО, ИЛИЙСКОГО И ПРИБАЛХАШСКОГО)

Ж.С. ТУЛЕМИСОВА, В.В. КОРОБКИН, М.М. БУСЛОВ

Казахстанско-Британский технический университет

Аннотация: Рассмотрен перечень вопросов, связанных с нефтегазоносностью осадочных бассейнов Южного Казахстана и оценкой их прогнозных ресурсов. Для оценки прогнозных ресурсов осадочных бассейнов Южного Казахстана (Шу-Сарысуйского, Илийского, Прибалхашского) были рассчитаны основные параметры: 1) площадь осадочного бассейна; 2) мощности нефтематеринских комплексов; 3) содержание в нефтематеринских комплексах органического вещества; 4) объемы нефтематеринских пород. Данные по площадям осадочных бассейнов взяты по результатам построения литолого-палеогеографических и палинспастических карт, данные по толщинам получены в результате проведения детальных литолого-стратиграфических исследований, данные по содержанию органического вещества получены путем проведения рентгеноструктурного и термического анализов нефтематеринских пород. Прогноз ресурсов УВ нефтегазоносных бассейнов осуществлялся в следующей последовательности: 1) качественная оценка с целью выявления геологических факторов, благоприятных для генерации, последующей аккумуляции и консервации углеводородного сырья; 2) количественная оценка ресурсов и их распределение по площади и разрезу осадочного чехла.

В связи с недостаточной изученностью геологического строения и отсутствием данных по бурению глубоких скважин в данной работе приведены расчеты только по количественной оценке ресурсов для всей суммы углеводородов. При возрастании степени изученности ресурсы нефти, газа и конденсата будут оцениваться раздельно. Количественная оценка прогнозных ресурсов проведена на предположительном и рассчитанном параметрам на основе геологических представлений и аналогии с другими более изученными регионами.

Ключевые слова: осадочный бассейн, нефтегазоносность, литолого-стратиграфический анализ, структурный и палеотектонический анализ, прогнозные ресурсы

CORRELATION OF A STRATIGRAPHIC SECTION WITH THE ESTIMATION OF FORECAST RESOURCES OF HYDROCARBON POTENTIAL OF SEDIMENTARY BASINS OF SOUTH KAZAKHSTAN (SHU-SARYSU, ILI AND PRIBALKHASH)

Abstract: The list of questions related to the petroleum potential of sedimentary basins of South Kazakhstan and the assessment of undiscovered potential resources was considered. For calculation of undiscovered potential resources of sedimentary basins of South Kazakhstan (Shu-Sarysu, Ili, Pribalkhash) the main parameters were calculated: 1) area of sedimentary basin; 2) thickness of oil source complexes; 3) organic content of oil source complexes; 4) volume of oil source rocks. The data on the areas of sedimentary basins is taken from the results of constructing lithologic-paleogeographic and palinspastic maps, the thickness data is obtained as a result of detailed lithologic-stratigraphic studies, the data on the content of organic matter is obtained by X-ray structural and thermal analyzes of oil source rocks. The forecast of the hydrocarbon resources of oil and gas bearing basins was carried out in the following sequence: 1) qualitative assessment for the purpose to identify geological factors favorable for the formation, subsequent accumulation and conservation of hydrocarbon; 2) quantitative assessment of resources and their distribution over the area and section of the sedimentary cover. Due to the insufficient study of a geological structure and lack of data on drilling of deep wells calculations only for quantitative assessment of resources for entire amount of hydrocarbons are given in this work. With

increasing of study degree the oil, gas and condensate resources will be estimated separately. The quantitative assessment of the undiscovered potential resources was carried out on the basis of presumable parameters based on general geological representations and analogy with other more studied regions.

Keywords: *sedimentary basin, petroleum potential, lithologic-stratigraphic analysis, structural and paleotectonic analysis, undiscovered potential resources*

ОҢТҮСТІК ҚАЗАҚСТАННЫҢ ШӨГІНДІ БАССЕЙНДЕРІНІҢ (ШУ-САРЫСУ, ІЛЕ ЖӘНЕ БАЛҚАШ МАҢЫ) КӨМІРСУТЕК ШИКІЗАТЫНЫҢ БОЛЖАМДЫ РЕСУРСТАРЫН БАҒАСЫМЕН, СТРАТИГРАФИЯЛЫҚ ҚИМАНЫ КОРРЕЛЯЦИЯЛАУ

Аңдатпа: Оңтүстік Қазақстанның мұнай-газды шөгінді бассейндері және олардың болжамды қорларын бағалау туралы бірнеше мәселелер қарастырылды. Оңтүстік Қазақстанның (Шу-Сарысу, Іле, Балқаш маңы) шөгінді бассейндерінің болжамды қорларын санау үшін негізгі параметрлері есептелді: 1) шөгінді бассейнінің ауданы; 2) мұнайтудырушы комплексінің қалыңдығы; 3) мұнайтудырушы комплекстегі органикалық заттың көлемі; 4) мұнайтудырушы тау жыныстың көлемі. Шөгінді бассейндердің ауданы бойынша ақпараттар литология-палеогеографиялық және палинспастикалық карталарды құрастыру арқылы анықталды, қалыңдығы бойынша ақпараттар литолого-стратиграфиялық зерттеулердің қорытындысынан алынды, органикалық заттың көлемі туралы ақпараттар мұнайтудырушы тау жынысқа рентгендік құрылымды және термо зерттеу арқылы алынды. Мұнай-газды бассейндердегі көмірсутек қорларын болжау келесі ретпен орындалады: 1) көмірсутектерді қалыптастыру, кейіннен жинақтау және сақтау үшін қолайлы геологиялық факторларды анықтау үшін сапалы бағалау; 2) қорларды сандық бағалау және олардың аудан және қима бойынша шөгінді қабатта орналасуы.

Геологиялық құрылыстың жеткіліксіз зерттелуіне және терең ұңғымаларды бұрғылау жөніндегі деректердің болмауына байланысты осы жұмыста көмірсутектер үшін ресурстарды сандық бағалау бойынша ғана есептеулер келтірілген. Зерттелу дәрежесі өскен кезде мұнай-газ және конденсат ресурстары бөлек бағаланады. Болжамды ресурстарды сандық бағалау жалпы геологиялық көріністер мен басқа да зерттелген өңірлермен ұқсастықтар негізінде болжамды параметрлер бойынша жүргізілді.

Түйінді сөздер: *шөгінді бассейн, мұнай-газдылық, литология стратиграфиялық зерттеу, құрылымдық және палеотектоникалық зерттеу, болжамды қорлар*

При геолого-экономической оценке нефтегазового потенциала осадочных бассейнов одним из наиболее важных этапов является прогнозирование объема возможных ресурсов углеводородного сырья [1, 2].

Для оценки нефтегазового потенциала осадочных бассейнов Южного Казахстана (Шу-Сарысу, Прибалхашского, Илийского) были использованы многочисленные геолого-геофизические данные [1-8]. Помимо этого привлечены результаты следующих исследований: 1) стратиграфических; 2) литолого-фациальных; 3) тектонических и геодинамических; 4) данные глубинного сейсмического зондирования земной коры; 5) обобщения данных гравитационных, магнитных и электрораз-

ведки, а также каротажа буровых скважин; 6) проведено изучение вещественного состава керн скважин и результатов термического и рентгеноструктурного изучения образцов горных пород. Полученные данные являются важными параметрами при учете прогнозных ресурсов углеводородного сырья.

Для расчета прогнозных ресурсов осадочных бассейнов Южного Казахстана (Шу-Сарысу, Прибалхашского, Илийского) были рассчитаны основные параметры. К числу основных расчетных параметров относятся: 1) площадь осадочного бассейна; 2) мощности нефтематеринских комплексов; 3) содержание в нефтематеринских комплексах органического вещества;

5) объемы нефтематеринских пород. Данные по площадям осадочных бассейнов взяты по результатам построения литолого-палео-географических и палинспастических карт, данные по толщинам получены в результате проведения детальных литолого-стратиграфических исследований, данные по содержанию органического вещества получены путем проведения рентгеноструктурного и термического анализов нефтематеринских пород [5, 6].

Остальные данные были получены путем соответствующих расчетов. Подсчет прогнозных ресурсов был осуществлен объемно-статистическим методом по формуле Л.Г. Уикса [2]:

$$Q = q_v \cdot V,$$

где Q – начальные геологические ресурсы; q_v – объемная плотность ресурсов; V – объем осадочного выполнения. Л.Г. Уикс не использует термины «седиментационный» или «нефтегазоносный бассейн», но при этом указывает, что оценки величины объемной плотности ресурсов (q_v) корректны для больших объемов осадочного заполнения (в понимании Вассоевича Н.Б. и Ронова А.Б.) [13, 14].

Шу-Сарысуйский бассейн

Нефтегазоносность Шу-Сарысуйского осадочного бассейна изучена детально в юж-

ной ее части (Кокпансорский и часть Мойын-кумского прогибов) [5, 11]. С этими районами связаны известные газовые месторождения. Извлекаемые запасы большей части относятся к категории мелких и средних (Амангельдинское и Придорожное) объектов.

Для оценки ресурсов углеводородного сырья были привлечены данные геолого-геофизических работ [1, 4-6], которые позволили оценить величины суммарных объемов осадочных комплексов Жезказганского (северная часть), Тасбулакско-Сузак-Байкадамского (центральная часть) и Мойынкумского (южная часть) районов. Собрана информация о литолого-стратиграфических особенностях их осадочного заполнения, наличии и особенностях строения коллекторов и покрышек.

Для количественной оценки прогнозных ресурсов были выбраны методы оценки по степени геолого-геофизической изученности и аналитические данные по содержанию органического углерода в нефтегазоносных и перспективных нефтегазоносных комплексах [3, 5, 6].

По ареалу фамен-каменноугольного комплекса Шу-Сарысуйская впадина имеет среднестатистические длину 825 км и ширину 337 км, площадь всего бассейна достигает 278 025 км². С учетом палинспастических реконструкций площадь бассейна возрастает в 1,4-1,5 раза [5, 11].

Таблица 1 – Прогнозные ресурсы углеводородного сырья Шу-Сарысуйского бассейна

Элементы районирования	Стратиграфические единицы	Площадь районов, км ² , без учета палинспастики	Мощность нефтегазоносного комплекса, км	Объем нефтегазоносного комплекса, км ³
Жезказганская	D ₃ fm-C ₃	107 500	2.0	215 000
	P	52 075	1.0	52 075
Центральная часть бассейна (Тасбулакско-Сузак-Байкадамская)	D ₃ fm- C ₃	96 275	1.7	163 667.5
	P	68 906	1.0	68 906
Южная часть бассейна – Мойынкумская	D ₃ fm- C ₃	74 250	1.0	74350
	P	46 363	0.8	37 090

Элементы районирования	Категории ресурсов	Объем комплекса км³	Всего (ресурсы) в млн. тонн	Стратиграфические единицы	Литология коллектора	
				Палеозой		
Жезказганская	Д ₁	215 000	2 580.0	D ₃ fm- C ₃	карбонатный	
		52 075	624.9	P		смешанный
Центральная часть бассейна (Тасбулакско-Сузак-Байкодамская)	Д ₁	163 667.5	1 964.0	D ₃ fm- C ₃	карбонатный	
		68 906	826.9	P		смешанный
Южная часть бассейна – Мойынкумская	Д ₁	74 250	891.0	D ₃ fm- C ₃	карбонатный	
		37 090	445.1	P		смешанный
Итого			7 331.9			

По площади развития пермского нефтегазового комплекса получены следующие данные: протяженность 637,5 км и ширина 262,5 км, площадь бассейна осадконакопления достигает 167 344 км². Объемная плотность ресурсов принята 12 000 т/км³ [2, 3].

Прибалхашский бассейн

К настоящему времени значимых объектов УВ сырья в пределах Прибалхашской впадины не открыто. На южном борту р. Или – в скважине Г-3 Кайралганского газового проявления вскрыт эффузивно-осадочный комплекс перми. Породы комплекса представлены кливажированными вулканитами и песчаниками, из которых в интервалах 2992-2997 м и 2969-2971 м получены притоки разгазированной хлоридно-кальциевой воды дебитом 32 м³/сут и газовым фактором 18 м³/м³. Газ азотный с содержанием гелия 2,5%, метана 0,15%, углекислого газа 2% [2, 3, 9]. Газ находится в перенасыщенном растворе и при снижении пластового давления может выделяться в свободную фазу. Из аркозовых и вулканомиктовых песчаников нижней перми в интервалах 2861-2880 м и 2842-2770 м получены притоки хлор-кальциевой воды с растворенным газом, содержащим метан в количестве 22,7%.

В кайнозойском комплексе газопроявления имеются в пределах Илийской впадины в структурах Актау, Койбынской и Жамбылбастауской [1, 5, 9]. В эоцен-олигоценых отложениях в блоке Бестобе установлен горизонт песчаников с газопоказаниями до 9%. Эти отложения на Баскунчакской площади характеризовались частым разгазированием глинистого раствора. Содержание углеводородных компонентов в пробах растворенного газа составляло до 12-19%. При испытании опорной скважины в песчаных горизонтах неогена был получен газ или вода с газом с содержанием метана от 0,87 до 11,75% [9].

Было проведено изучение органического вещества в разнообразных по составу и возрасту породах термическим и рентгенодифрактометрическими методами. Предыдущие исследования показали [4], что относительно повышенной насыщенностью органическим

веществом обладают пермские отложения. Так в пермских алевролитах был определен битум в количестве 0,19-0,39%. В триасовых отложениях отмечено содержание битума до 0,01%.

В Прибалхашском осадочном бассейне региональными покрывками (флюидоупорами) являются палеогеновые и миоценовые глины. В восточной части бассейна предположительно нефтегазоматеринскими толщами может быть угленосная песчано-глинистая юрская толща, в которой фиксируется чередование пластов угля и битуминозных сланцев. Данная толща находится в благоприятной термодинамической обстановке для преобразования органического вещества. Юрские угли, толщина которых достигает 16 м (скважина Г-6), прошли стадию катагенеза [9].

На рассматриваемой территории ввиду отсутствия промышленных месторождений (запасы углеводородного сырья) углеводородов, прогнозная оценка перспектив нефтегазоносности мезозойского комплекса будет произведена по категории оценки прогнозных запасов. В связи со слабой изученностью геологического строения и отсутствием данных по бурению глубоких скважин в отчете приведены расчеты только по количественной оценке ресурсов для всей суммы углеводородов.

Прибалхашский осадочный бассейн относится к типу предгорных впадин. В низовьях реки Или располагается Южно-Балхашское бурогольное месторождение. По степени изученности оценка ресурсов углеводородного сырья проводится по категории Д₁ [2], к этой категории ресурсов относят литолого-стратиграфические комплексы, нефтегазоносность которых прогнозируется на основании комплекса геолого-геофизических данных. Для мезозойского бассейна (нижне-среднеюрского): протяженностью 225 км, шириной 112 км, площадью прогиба 25 200 км², объемная плотность ресурсов с учетом допусков принята 12 000 т/км³ [2, 3].

Илийский бассейн

Ранними геологоразведочными работами было установлено, что повышенная гелиона-

Таблица 2 – Прогнозные ресурсы углеводородного сырья Прибалхашского бассейна

Элементы районирования	Стратиграфические единицы	Площадь районов, км ² , без учета палинспастики	Мощность нефтегазоносного комплекса, км	Объем нефтегазоносного комплекса, км ³
Западная часть бассейна (Нижнеилийский угленосный бассейн)	T ₂ -J	25 200	0.3	7 560

Элементы районирования	Категории ресурсов	Объем комплекса км ³	Всего (ресурсы) в млн. тонн	Стратиграфические единицы
Западная часть бассейна (Южно-Балхашский угленосный бассейн)	D ₁	7 560	90.720	T ₂ -J
Итого			90.720	

сыщенность газов выявлена на двух участках Восточно-Илийской впадины – Кайралган (южный борт) и Жамбылбастау-Койбын (северный борт) [9].

В пределах южной части впадины находится Кайралганское газопоявление. Здесь скважиной Г-3 установлено, что проявления газа связаны с эффузивно-осадочной толщей перми. Коллекторы сложены трещиноватыми вулканитами и песчаниками, из которых в интервалах 2992-2997 м и 2971-2969 м получен приток разгазированной хлоридно-кальцевой воды дебитом 32 м³/сут с газовым фактором 18 м³/м³. Газ азотный с содержанием гелия 2,5%, метана 0,15%, углекислого газа 2%. Газ находится в перенасыщенном растворе и при снижении пластового давления может выделяться в свободную фазу. Из аркозовых и туфовых песчаников нижней перми в интервалах 2861-2880 м и 2842-2770 м получены притоки хлор-кальцевой воды с растворенным газом, содержащим метан в количестве 22,7% [9].

В верхнепермской толще в скважинах Г-3 и Г-6 по результатам газового каротажа выделяются аномалии с содержанием метана до 15%, приуроченные к песчаным коллекторам.

Триасовые и юрские отложения изучены в скважине Г-3, где растворенные в воде азотные газы содержат гелий до 1,0-1,2%. Дебиты воды из триаса составляют – 123 м³/сут.

Меловая толща была исследована скважиной Г-5 Бестюбинская. Меловые породы представлены аргиллитами с прослоями известковистых песчаников. Суммарное содер-

жание горючих газов меняется от 23 до 63%.

В кайнозойских отложениях газопоявления зафиксированы в структурах Актау, Койбынской и Жамбылбастауской. В структуре Актау наблюдался выброс горючего газа из песчаной пачки олигоцена, а на Койбынской и Жамбылбастауской зафиксированы проявления азотно-гелиевых газов (содержание гелия от 1 до 6%).

В эоцен-олигоценовых отложениях на структуре Бестобе встречен горизонт песчаников с газопоказаниями до 9%. В этих отложениях на Баскунчакской структуре в процессе бурения происходило разгазирование глинистого раствора. Содержание углеводородных компонентов в пробах растворенного газа составляло до 12-19%. При испытании в неогеновых отложениях в опорной скважине № 10 из песчаных горизонтов были получены газ или вода с газом с содержанием метана от 0,87 до 11,75%.

Газопоявления в кайнозойских отложениях, по мнению многих исследователей, имеют вторичный характер. Гелиеносность вод связана с разгрузкой ювенильных растворов по разломам, а химический состав и степень минерализации обнаруживает сходство с пермскими водами. В структурном отношении локальные поднятия, где получены газопоявления, примыкают к Актау-Хоргосскому разлому, являющемуся каналом миграции газов из более глубоких горизонтов.

Песчаники нижнего-среднего триаса обладают пористостью 18-23% и проницае-

мостью 8-45 мД. Близкие фильтрационно-емкостные свойства имеет песчано-конгломератовая толща верхнего триаса. Пористость песчаников, занимающих до 70% объема юрской толщи, составляет 20-26%, проницаемость до 40 мД. Меловые песчаники характеризуются пористостью 20-30%. В кайнозойских отложениях фиксируется уменьшение величины коллекторских свойств. Тем не менее, проницаемые толщи встречаются по всему разрезу. Плиоценовые песчаники обладают пористостью 10-22%. Подземные воды впадины характеризуются разнообразным составом. Воды нижнепермских отложений относятся к хлоридно-кальциевому типу с минерализацией 8,5 г/л. Состав растворенных газов позволяет предполагать присутствие залежей углеводородных газов в пермской вулканогенно-терригенной толще. Для подземных вод меловых отложений характерна высокая минерализация (0,35-0,9 г/л) и высокие дебиты (до 6,5 тыс. м³). Воды палеогена имеют контрастную минерализацию от 4,8 до 36,7 г/л [9].

Неогеновая толща пород представляет собой водоупор. Подземные воды образуют здесь изолированные резервуары с повышенным напором. Минерализация нарастает от бортов к центру впадины – от 3 до 50 г/л, состав вод сульфатный, сульфатно-хлоридный и хлоридно-натриевый. Плиоцен-четвертичные отложения являются верхним гидрогеологическим этажом с артезианским режимом в центральной части впадины. Данный этаж является зоной развития инфильтрационных вод. В составе предполагаемого нефтегазоматеринского субстрата выделяются вулканогенно-терригенная пермская и угленосная песчано-глинистая юрская толщи, которые находятся в наиболее благоприятной термодинамической обстановке для преобразования органического вещества. На дневной поверхности юрские бурые угли имеют толщину пласта до 16 метров. На перспективность верхнепалеозойских толщ в нефтегазоносном отношении указывает обнаружение пачек битуминозных известняков визейского яруса нижнего карбона в восточной части хр. Кетмень.

В соответствии с инструктивным документом [2, 3] прогнозные ресурсы структурно-вещественных комплексов в пределах рассматриваемого района прогнозируются на основе имеющихся геолого-геохимических и геофизических данных [5, 6]. Прогноз ресурсов УВ нефтегазоносного района представляет собой: 1) качественную оценку с целью выявления геологических факторов, благоприятных для формирования, последующего накопления и консервации углеводородного сырья; 2) количественную оценку ресурсов и их распределение по площади и разрезу осадочного чехла.

Илийская впадина относится к осадочному бассейну типа межгорных впадин, для оценки величины начальных геологических (потенциальных) ресурсов был применен объемно-статистический метод.

Илийский осадочный бассейн относится к типу межгорных впадин, формировавшийся в мезозой-кайнозойское время. На границе с КНР находятся два угольных месторождения (Колжатское и Ойкарагайское). По степени изученности оценка ресурсов углеводородного сырья проводится по категории Д₁ [2]. Ареал мезозойского (среднетриас-юрского) комплекса Илийская впадина распадается на два прогиба: 1) Восточно-Илийский (Колжатский) и 2) Копинский (западная часть) бассейна, параметры этих сегментов приведены в таблице. Протяженность Восточно-Илийского прогиба в казахстанской части 188 км и ширина 135 км, а площадь его достигает на территории Казахстана – 25 380 км².

Для мезозойского комплекса параметры Западно-Илийского (Копинского) прогиба: длина – 90 км, ширина – 38 км, площадь достигает 3420 км². Для кайнозойского (палеоген-неогенового) комплекса, протяженность казахстанской части 113 км, ширина 90 км, площадь 10170 км² [5].

Для кайнозойского комплекса параметры Западно-Илийского (Копинского) прогиба следующие: протяженность 150 км, ширина 38 км, площадь 5700 км².

Для расчета прогнозных ресурсов был выбран объемно-статистический метод, ис-

Таблица 3 – Прогнозные ресурсы углеводородного сырья Илийского бассейна

Элементы районирования	Стратиграфические единицы	Площадь районов, км ² , без учета палинспастики	Мощность нефтегазоносного комплекса, км	Объем нефтегазоносного комплекса, км ³
Восточно-Илийский прогиб –Казахстанская часть	T ₇ -J	25 380	1.8	45 684
	KZ	10170	2.2	22 374
Копинский прогиб (запад бассейна)	T ₇ -J	3420	1.3	4 446
	KZ	5700	2.0	11 400

Элементы районирования	Категории ресурсов	Объем комплекса км³	Всего (ресурсы) в млн. тонн	Стратиграфические единицы	Литология коллектора
Восточно-Илийский прогиб – Казахстанская часть	Д ₁	45 684	456.84	T ₇ -J	терригенный
		22 374	223.74	KZ	терригенный
Копинский прогиб (запад бассейна)	Д ₁	4 446	44.46	T ₇ -J	терригенный
		11 400	114.00	KZ	терригенный
Итого			839.04		

пользован расчет ресурсов по формуле Л.Г. Уикса. При расчете прогнозных ресурсов объемная плотность g_v для межгорных впадин принята равной 10000 т/км [2].

Таким образом, на основании обобщения и анализа геолого-геофизического материала в пределах Шу-Сарысуйского, Балхашского, Илийского и Алакольского осадочных бассейнов проведен вероятностный количественный расчет прогнозных ресурсов углеводородного сырья. Для выяснения особенностей геологического строения осадочных бассейнов Южного Казахстана были использованы данные разнообразных методов: 1) стратиграфического; 2) литолого-фациального; 3) тектонического и геодинамического; 4) анализа данных глубинного сейсмического зондирования земной коры; 5) данные других геофи-

зических методов (грави-, магнито- и электроразведки и др.); 6) изучение вещественного состава керна скважин; 7) термическое и рентгеноструктурное изучение образцов горных пород. Для нефтегазоносных и перспективных нефтегазоносных комплексов и определены значения их мощности. Использован комплект литолого-палеогеографических карт (9 карт). На основании анализа этих карт и литолого-стратиграфических разрезов установлены значения толщин, площади распространения нефтегазоносных и перспективных нефтегазоносных комплексов, а также содержание в них органического углерода (с помощью термического и рентгеноструктурного анализов). Все эти данные в полной мере были использованы при подсчете прогнозных ресурсов углеводородного сырья.

ЛИТЕРАТУРА

1. Глубинное строение и минеральные ресурсы Казахстана: в 3 т. / под ред. С. Ж. Даукеева [и др.]. – Алматы: 2002. – Т. 1. Глубинное строение и геодинамика. – 224 с.; Т. 3. Нефть и газ. – 272 с.
2. Методическое руководство по количественной оценке прогнозных ресурсов углеводородного сырья Республики Казахстан / Акчулаков У.А., Жылкайдаров И.С., Жолтаев Г., Жылкайдаров С.Е., Парагульгов Х.Х., Рабинович А.А. – Алматы, 2002. – 72 с.
3. Инструкция по классификации запасов месторождений, перспективных и прогнозных ресурсов нефти и природного углеводородного газа: утв. приказом Министра энергетики и минеральных ресурсов Республики Казахстан от 27 октября 2005 года, № 283.
4. Воцалевский Э.С., Булекбаев З.Е., Искужиев Б.А., Камалов С.М., Корстышевский М.Н., Куандыков Б.М., Куантаев Н.Е., Марченко О.Н., Шудаев К.С., Матлошинский Н.Г.,

- Нажметдинов А.Ш., Филиппев Г.П., Шабатин И.В., Шахабаев Р.С. Шудабаев К.С. / Справочник «Месторождения нефти и газа Казахстана». – Алматы. – 1999. – 326 с.
5. Атлас литолого-палеогеографических, структурных, палинспастических и геоэкологических карт Центральной Евразии. – Колл. автор. – Алматы, 2002. – 26 с., 37 карт.
6. Атлас нефтегазоносных и перспективных осадочных бассейнов Республики Казахстан // коллектив авторов: Акчулаков У., Жолтаев Г., Исказиев К.О., Коврижных П.Н., Куандыков Б.М., Огай Е.К. – Алматы, Казахстан, 2015. – 97 с.
7. Жолтаев Г.Ж. Геодинамические модели и нефтегазоносность палеозойских осадочных бассейнов Западного и Южного Казахстана: автореф. д. г.-м. н. – М., 1992. – 50 с.
8. Жолтаев Г.Ж., Куандыков Б.М. Геодинамическая модель строения Юга Евразии. – Алматы: Нефть и газ, 1999. – Вып. 2. – С. 62-73.
9. Ли А.Б. Тектоника и перспективы нефтегазоносности Южного Казахстана. – Алма-Ата: Наука КазССР, 1975. – 220 с.
10. Парагульгов Х.Х. Эволюция и нефтегазоносность осадочных бассейнов Восточного Казахстана: автореф. дис. д.г.-м.н. – Алматы: ИГН, 2005. – 45 с.
11. Korobkin V.V. Buslov M.M. Tectonics and geodynamics of the western Central Asian Fold Belt (Kazakhstan Paleozooids) Reference: RGG574 Journal title: «Russian Geology and Geophysics», New York. – 2011. – V. 50, № 12. – P. 1585-1603.
12. Быкадоров В.А., Волож Ю.А., Антипов М.П. Возраст и тектоническая позиция солянокупольных структур Чу-Сарысуьской впадины (Центральный Казахстан) // Бюллетень Московского общества испытателей природы. Отдел Геологический/ 2014. – №6. – С. 3-11.
13. Вассоевич Н. Б. Избранные труды: Нефтегазоносность осадочных бассейнов. – М.: Наука, 1988. – 260 с.
14. Ронов А.Б., Хаин В.Е., Сеславинский Н.Б. Атлас литолого-палеогеографических карт Мира. Поздний докембрий и палеозой континентов. – Л., 1984. – 70 с.