

УДК 553.98:[53+54](574.1)

© Д. чл. УАГН И.Б.Дальян, О.В.Барташевич, А.С.Посадская,
А.Ю.Головко.

**ГЕОЛОГО-ГЕОХИМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ
НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ГЛУБОКОЗАЛЕГАЮЩИХ
ПОДСОЛЕВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ ЦЕНТРАЛЬНОЙ ЧАСТИ
ПРИКАСПИЙСКОЙ ВПАДИНЫ.**

Актюбинский университет «Дуние», кафедра нефтегазового дела, г.Актобе,
Казахстан

Daljan I.B., O.V. Bartashevich, A.S. Posadskya, A.Ju. Golovko.

**THE GEOLOGICAL AND GEOCHEMICAL TAGS OF
OIL AND GAZ IN THE DEEP-LYING
UNDER-SALT DEPOSITS OF THE PRE-CASPIAN
BASIN CENTRAL PART**

Центральная восточная часть Прикаспийской впадины расположена к востоку от субмеридионального течения р.Урал и характеризуется сложным строением поверхности кристаллического фундамента, подсолевых и надсолевых отложений. Она со всех сторон по поверхности фундамента и подсолевым отложениям ограничена системой глубинных разломов, отделяющих ее от смежных территорий обрамления – рис.1. Проблемы нефтегазоносности подсолевых отложений восточной части Прикаспия издавна привлекали внимание ряда ученых геологов. Они предполагали, что в подсолевых отложениях нефть находится в коренном, а в надсолевых юрских и меловых во вторичном залегании [53,56].

Сейсмические исследования ГСЗ, КМПВ, МОВ, МРНП и МОГТ, проводившиеся с 1951 года по региональным сейсмическим профилям субмеридионального и субширотного профилей, и площадные сейсморазведочные работы в приборто-

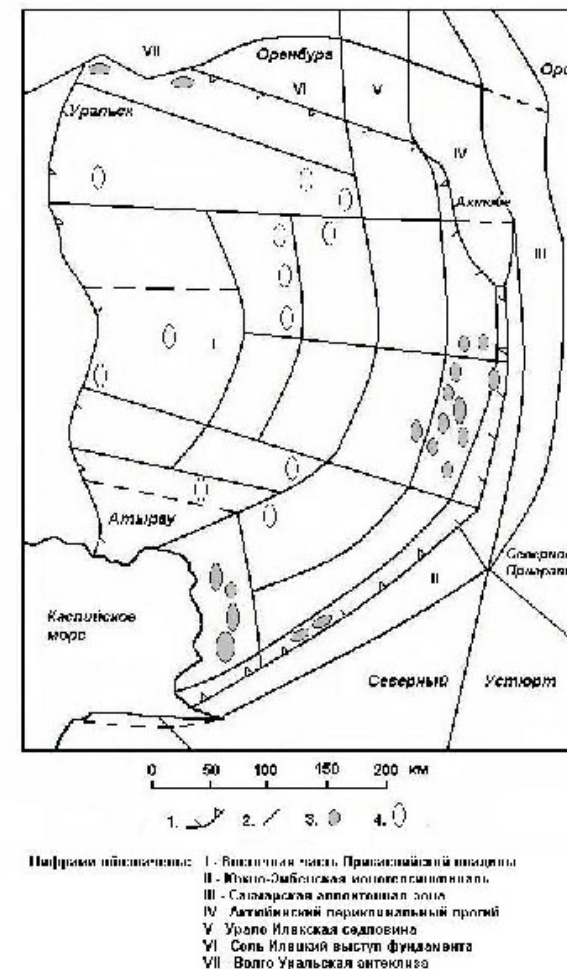


Рис.1. Схема восточной части Прикаспийской впадины: 1 – глубинные разломы, ограничивающие восточную часть впадины; 2 – глубинные разломы в подсолевых отложениях впадины и на смежных территориях; 3 – месторождения нефти и газа в подсолевых отложениях; 4 – прогнозируемые участки глубокозалегающих подсолевых отложений с залежами нефти и газа. Цифрами обозначены: I - восточная часть Прикаспийской впадины; II - Южно-Эмбенская моногеосинклиналь; III - Сакмарская аполитональная зона; IV - Актюбинский периклиналильный прогиб; V - Урало-Илецкая седловина; VI - Соль-Илецкий выступ фундамента; VII - Волго-Уральская антеклиза.

вых зонах позволили в определенной степени впервые изучить глубинное строение центральной восточной части (ЦВЧ) Прикаспийской впадины по поверхности фундамента и по подсолевым отложениям [4,5,19]. Позже ряд исследователей в своих публикациях излагали различные точки зрения по этой теме [45,50,51].

Было установлено, что фундамент ЦВЧ впадины, поверхности которого соответствует преломляющий горизонт «Ф», является гетерогенным, что весьма наглядно фиксируется различными значениями граничных скоростей от 6,2 до 6,8 и более км/с. Сетью региональных глубинных разломов древнего заложения субмеридионального (уральского) и субширотного простираний фундамент разбит на выступы и блоки разных разломов, что подтверждается вертикальным смещением преломляющей поверхности «Ф». Выступы и блоки фундамента полукольцом опоясывают ЦВЧ впадины, погружаясь по глубинным разломам в сторону ЦВЧ впадины до 22-23 км [5,19]: на севере – Троицкий субширотного простирания с глубиной залегания поверхности 6-7 км; на востоке – Бестауский, Шубаркудукский, Караукельдинский, Жаркамысский, Бикжальский субмеридионального простирания с глубинами залегания поверхности 7,0-8,5 км; на юге – Гурьевский субширотный с глубинами залегания 7,5-8,5 км.

Выступы и приподнятые блоки фундамента востока Прикаспия уральского простирания Н.В.Неволиным были объединены в единую Актюбинско-Астраханскую зону поднятий [44].

Выступы и приподнятые блоки поверхности фундамента оказывали воздействие на седиментацию подсолевых осадков, формируя унаследованные конседиментационные сводовые структуры облекания (Бестау, Караукельды, Жаркамыс и др.). В результате подвижек блоков фундамента в конце артинского века был сформирован современный структурный план ЦВЧ впадины со ступенчатым погружением подсолевых отложений от прибортовых зон к центральной части впадины по глубинным разломам.

В пределах Актюбинско-Астраханской зоны поднятий востока Прикаспия возраст фундамента - байкальский (по В.С.Журавлеву, Н.В.Неволину и др.), а западнее, как отмечают

многие исследователи, фундамент архейского возраста.

Коллективом ученых геологов и производственных организаций под руководством доктора геолого-минералогических наук Н.В.Неволина были составлены и в 1986 году изданы структурные карты Прикаспийской нефтегазоносной провинции по поверхности фундамента и по сейсмическим горизонтам P_1 и P_2 в масштабе 1:1000000, которые отображают общие черты глубинного строения впадины и ее центральной восточной части. По сейсмическим горизонтам P_1 и P_2 подсолевые отложения постепенно погружаются от прибортовых зон впадины к ЦВЧ соответственно с глубин 2,0-2,8 и 2,2-3,9 км до 9,5-10 и 13 км. В районе Индера подсолевые отложения отмечены на глубине 10,5 км, а Челкара 9,5 км. При этом на картах месторождения углеводородов (УВ) и локальные структуры показаны только для прибортовых зон, а ЦВЧ впадины ими не охарактеризована [67]. Нам представляется, что горизонт P_2 в настоящее время индексируется как P_2^1 – кровля тульских отложений среднего вize нижнего карбона, а горизонт P_2 - кровля карбонатов каширского горизонта московского яруса, которые имеют ограниченное площадное распространение в прибортовых зонах.

Геолого-сейсмическими исследованиями установлено, что ЦВЧ впадины по подсолевым отложениям ограничена системой разноамплитудных глубинных разломов, отделяющих ее от сопредельных территорий. Наиболее полно сейсморазведкой МОГТ и глубоким бурением подсолевые отложения изучены в пределах восточной окраины впадины, где расположены между горизонтами P_1 и «Ф». Наименьшую мощность они имеют в пределах Актюбинско-Астраханской зоны поднятий (Бестау, Шанды, Шубаркудук, Жаркамыс, Байганин, Бикжал и др.) и несколько большую в ЦВЧ впадины (Лубенка, Шолаксай и др.) и в Эмбенском перикратонном прогибе (Вост.Кожасай, Вост.Тортколь).

К началу кунгурского века на восточной окраине впадины в результате подвижек блоков фундамента по глубинным разломам, произошедших в связи с формированием Уральской складчатой системы, подсолевые отложения инверсионно были приподняты с образованием тектонических ступеней. Ступени в свою очередь были осложнены постседиментационными струк-

турными формами в виде сводовых, валообразных и локальных унаследованных поднятий. Глубинные разломы субмеридионального (уральского) и субширотного простираний, трансформировавшиеся в подсолевые отложения, по данным структурно-геоморфологических исследований М.В.Проничевой и Л.Б.Аристарховой проявляются в современном рельефе и новейшей тектонике в виде флексур (Зауральско-Сыртовая) и ряда проложенных по разломам речных долин (Урала, Кила, Илека и др.).

Подсолевые отложения восточной окраины впадины, по данным сейсморазведки МОГТ и глубокого бурения, ступенчато погружаются с востока на запад от Ащисайского глубинного разлома в сторону ЦВЧ впадины при глубинах залегания: 2 км на Алибекмоле; 2,6 км на Жанажоле; 3,4 км на Башенколе; 4 км на Сарксымоле; 4,6 км на Коздысае; 5,4 км на Шубаркудуке и 6 км на Шандах, Бестау.

Особенностью глубинного строения подсолевых отложений восточного Прикаспия является наличие двух типов структурных форм одновременного формирования: конседиментационных и постседиментационных. Конседиментационные формы развивались в течение раннего-среднего палеозоя, облекая выступы и приподнятые блоки фундамента, которые оказывали определенное влияние на условия седиментации и мощность отлагавшихся осадков. Постседиментационные формы сформировались в предкунгурское время в результате подвижек блоков фундамента и подъема территории восточного Прикаспия под воздействием развивающейся Уральской складчатой системы. Окончательное формирование их, очевидно, произошло при главной заключительной фазе Уральского орогенеза.

В разрезе вскрытых глубоким бурением подсолевых отложений сейсморазведкой МОГТ, ВСП и ГИС четко выделяются литолого-стратиграфические нефтегазоносные комплексы отложений: артинско-ассельский песчано-глинистый молассовой формации; гжельско-верхневизейский карбонатный из двух толщ – верхней КТ-I и нижней КТ-II, развитый до Кенкиякской и Коздысайской тектонических ступеней, а западнее переходящие в разновозрастные депрессионные аналоги – гамма-активные пачки; тульско-нижнетурнейский терригенный граувакковой формации; верхне-нижнедевонский карбонатный – КТ-III.

Геолого-геохимическими исследованиями большого количества керн подсолевых отложений, отобранного из скважин пробуренных на площадях восточной окраины впадины на глубину до 6214 м, было установлено, что глинистые отложения артинско-ассельского, гамма-активных пачек и тульско-нижнетурнейского комплексов характеризуются высокой концентрацией органического вещества (ОВ) сапропелевого и сапропелево-гумусового типа и его термической зрелостью и генерируют УВ. Катагенетическая преобразованность ОВ в подсолевых отложениях изучалась В.И.Горшковым и Т.П.Волковой по отражательной способности витринита (ОСВ). При этом наблюдается определенная последовательная стадийность катагенеза ОВ, глубинная зональность и масштабность генерации УВ в отложениях от артинско-ассельского комплекса к тульско-нижнетурнейскому, которая согласуется с главной зоной нефтеобразования (ГЗН) – по А.А.Бакирову и главной фазой нефтеобразования (ГФН) – по Н.Б.Вассоевичу. Так катагенетическая преобразованность ОВ отложений артинско-ассельского комплекса находится на стадии МК₁-МК₂, а тульско-нижнетурнейского на стадии МК₂-МК₃, т.е. генерирующая возможность на два порядка выше, чем в артинско-ассельском.

Артинско-ассельский комплекс морских песчано-глинистых отложений молассовой формации мощностью до 735-853 м (при полном стратиграфическом объеме до 2404 м в Остансуком прогибе) имеет широкое площадное распространение в пределах ЦВЧ впадины. На востоке Прикаспия отложения комплекса располагаются между сейсмическими горизонтами П₁ и П₂^С, П₁ и П₂, а западнее распространения карбонатов КТ-II – между П₁ и П₂¹ (гамма-пачки как отражающий горизонт сейсморазведкой МОГТ не выделяются). Седиментация осадков происходила в восстановительной и резковосстановительной геохимической среде с высокой концентрацией ОВ от 0,4 до 10% сапропелевого и сапропелево-гумусового типа при длительном осадконакоплении, обеспечивающим сохранение ОВ и погружение его на большие глубины в зону активных термобарических условий ГЗН и вступление в ГФН. Глинистые толщ в интервале глубин 2624-5750 м содержат Сорг. от 0,19 до 9,4%, ХБт 0,001-1,56% и СББт 0,01-14,9% при катагенетической преобразованности ОВ на стадии МК₁-МК₂, палеотемпературе 110-138

130⁰С и являются нефтематеринскими. Причиной низкого катагенеза ОВ и современных температур нефтеносных горизонтов в 49-91⁰С является наличие в разрезе покрывающей толщи каменной соли кунгурского яруса с высокой теплопроводностью и охлаждающей подстилающие отложения комплекса [21,26].

Залежи нефти и нефтепроявления (Кенкияк, Бозоба, Кумсай, Арансай, Остансук, Вост.Акжар, Курсай, Каратюбе и др.) приурочены в полном стратиграфическом разрезе к восьми нефтеносным горизонтам песчаников и алевролитов мощностью от 12 до 135 м, имеющим открытую пористость 7,2-19,8%, проницаемость от нескольких десятков до $(1,2-1,4) \cdot 10^{-12} \cdot \text{м}^2$ и нефтенасыщенности 75,8-80,2%. Дебит нефти плотностью 808-898 кг/м³ от перелива до 139 м³/сут. при 6 мм штуцере. В скважине 93 Кенкияк свободный дебит нефти из сакмарских отложений составил более 650 м³/сут. при АВЦД.

Гжельско-верхневизейский карбонатный комплекс общей мощностью более 1355 м располагается между отражающими горизонтами P_2^{C} и P_2^1 и неширокой полосой до 45 км опоясывает восток и юго-восток Прикаспия, не распространяясь западнее меридиана Аккудук-Кенкияк-Терешковская. Комплекс состоит из двух карбонатных толщ: верхней КТ-I гжельско-позднеподольского возраста мощностью до 548 м и нижней КТ-II каширско-поздневизейского возраста мощностью до 807 м, разделенных терригенной толщей раннеподольского возраста мощностью до 512 м.

Карбонатные отложения КТ-I и КТ-II накапливались в условиях окислительной геохимической обстановки неглубокого прибрежного шельфа. Детальные геохимические исследования карбонатов на многих площадях восточного Прикаспия (Жанажол, Алибекмола, Кенкияк, Аккудук, Урихтау, Кожасай, Лактыбай, Гускум, Вост.Гортколь и др.) показали, что они имеют кларковую концентрацию Сорг. и СББт в 0,000313% при высоком ХБт на площадях с нефтеносностью в 0,02-0,04%. Резкое преобладание ХБт над СББт, в десятки раз, свидетельствует о наложении вторичной эпигенетичной битуминозности над сингенетичной. Карбонатные отложения восточной окраины Прикаспия не являются нефтематеринскими и не продуцировали УВ. Залежи нефти и газа в карбонатах вторичные, образовавшиеся за счет миграции из нефтематеринских песчано-

глинистых отложений. Геохимические исследования Е.С. Глотовой показали, что залежи УВ на Жанажоле образовались в основном за счет миграции из нефтематеринских отложений Кенкиякской тектонической ступени.

Залежи УВ и нефтепроявления в карбонатах КТ-I и КТ-II приурочены к известнякам и доломитам мощностью 20-50 м, имеющим поровые, порово-трещинные и порово-каверновые коллектора с открытой пористостью 6,5-30,3%, проницаемостью $(0,05-3,34) \cdot 10^{-12} \cdot \text{м}^2$ и нефтенасыщенностью до 97% (Жанажол, Урихтау, Кожасай, Лактыбай и др.). Дебит нефти плотностью 887 кг/м³ от нескольких до 285 м³/сут. через 5 мм штуцер, конденсата до 96 м³/сут. и газа до 180-211 тыс.м³/сут. Пластовая температура 55-95,7⁰С, у зон разломов до 140,4⁰С.

Гамма-активные толщи (пачки) общей мощностью до 272 м широко распространены на восточной окраине Прикаспия. Они вскрыты глубокими скважинами на многих площадях (Кенкияк, Кокжиде, Аяккум, Кожасай, Лактыбай, Терешковская, Каратюбе, Вост.Акжар, Джаманагач и др.), где состоят из двух пачек: верхней, соответствующей карбонатам КТ-I и нижней КТ-II. Гамма-пачки распространены западнее соответствующих карбонатов, где сейсмические горизонты P_2^{C} и P_2 перестают прослеживаться и являются возрастными депрессионными аналогами КТ-I и КТ-II. Гамма-пачки перекрываются отложениями ассельского яруса, а подстилаются средневизейскими (тульскими) и на диаграммах ГИС четко выделяются высокими значениями ГК до 42 мкр/час. Следуя классической теории седиментации осадков в морских условиях, гамма-пачки должны распространяться в ЦВЧ впадины, хотя сейсморазведкой МОГТ на временных разрезах пока не выделяются. Отложения пачек сложены коллоидальными аргиллитами и известняками черного цвета с прослойками радиоляритов и силицитов, с примесью туфов и вулканического пепла. Отложения сильнобитуминозные, жирные на ощупь. Седиментация осадков происходила в удаленных от берега стабильных геохимических условиях при значительных глубинах.

Детальными геохимическими исследованиями отложения гамма-пачек пока не изучены, хотя характеризуются высокой концентрацией ОВ сапропелевого типа, находящегося на зрелой стадии катагенеза МК_1 - МК_2 при палеотемпературе 125-140

130⁰С и способны генерировать УВ – поэтому отложения можно относить к нефтематеринским.

Залежи нефти и нефтепроявления приурочены к трещинным коллекторам верхней и нижней пачек мощностью до 30 м с коэффициентом пористости по ГИС 7,3-25,5% при нефтенасыщенности до 80%. Дебит скважин изменяется от перелива на устье 0,6 м³ до 100 м³/сут. В скв.1 Вост.Акжар из нижней пачки в интервале 5079-5049 м свободный дебит составил 1200 м³/сут.

Тульско-нижнетурнейский терригенный комплекс отложений граувакковой формации мощностью до 2875 м располагается между сейсмическими горизонтами П₂¹ и П₂^Д и скважинами вскрывается в интервале глубин 3260-6176 м. Он имеет широкое распространение в ЦВЧ впадины [5,45,46]. Отложения комплекса в пределах распространения карбонатов перекрываются КТ-II, а западнее – нижней гамма-активной пачкой.

Глинистые отложения, накопление которых происходило в благоприятных условиях резковосстановительной среды при концентрации двухвалентного железа до 89,5%, характеризуются высоким содержанием Сорг. до 7,8%, СББт до 2,1% и ОВ сапропелевого и в меньшей степени сапропелево-гумусового типа до 6,3%, преобразованного на стадии МК₂-МК₃ с палеотемпературой до 160⁰С. По содержанию Сорг., СББт и ОВ глинистые отложения являются нефтематеринскими, где зрелость ОВ достигла уровня катагенеза, достаточного для интенсивного процесса нефтеобразования.

Залежи нефти и нефтепроявления (Жанажол, Вост.Акжар, Курсай, Кожасай, Каратюбе, Лактыбай, Кокбулак и др.) отмечаются в интервале глубин 3747-5885 м, где приурочены к прослоям песчаников и алевролитов мощностью 15-55 м, имеющих открытую пористость 8,9-19% и более при проницаемости (0,2-2,8)·10⁻¹²·м² и нефтенасыщенности до 90%. По данным ГИС коэффициент пористости составляет 6,2-30,5%. Дебит нефти в скважинах от 4 до 285 м³/сут. при 5 мм штуцере, а в скв.32 Кокбулак из интервала 4540-4560 м дебит нефти составил 343 м³/сут. Пластовая температура 80,2-99,7⁰С, у зон разломов до 140⁰С.

Залежи нефти в отложениях нефтегазоносных комплексов сводовые (Кенкияк, Каратюбе, Кожасай) и тектонически-

экранированные (Лактыбай, Кокбулак, Жанатан) характеризуются аномально высокими пластовыми давлениями.

Девонский комплекс карбонатных пород (КТ-III) на востоке Прикаспия скважинами вскрыт на площадях Вост.Акжар в интервале 5628-5828 м, Сев.Бозоба – 5609-5750 м, Кумсай – 4833-6024 м, Бактыгарын – 5422-6212 м, Аккум – 5140-5256 м, где в разрезе располагается ниже сейсмического горизонта П₂^Д. Отложения представлены известняками с редкими прослоями аргиллитов. Возраст известняков на основании микрофауны датируется Г.Ахмедшиной от поздне- до раннедевонского. В скв.5 Вост.Акжар в интервале 5735-5745 м известняки по трещинам имели признаки нефти.

Дониждевонские отложения вскрыты скв.5 Вост.Акжар в интервале 5828-5843 м, где они перекрыты известняками нижнего девона. Они представлены диоритовым порфиритом темно-зеленого цвета до черного, трещиноватого, катаклазированного, с зеркалами скольжения. Структура породы порфиридная, мелкокристаллическая. Основная масса породы состоит из андезита, роговой обманки, кварца, биотита, хлорита, эпидота, сфена, серицита, ленкостена, магнетита и пирита. Характер залегания порфиритов не установлен. Скважина 5 расположена у зоны Байганинского глубинного разлома, поэтому возможно это дайка или шток, прорвавший какую-то часть нижнедевонских известняков. Известно, когда диоритовые магмы кристаллизуются вблизи земной поверхности, они широко распространены и образуют жильные породы, называемые диоритовыми порфиритами [26].

В пределах восточной окраины Прикаспия в подсолевых отложениях имеют место три нефтематеринских комплекса отложений с высоким генерирующим потенциалом [23,26], которые сейсморазведкой прослеживаются и в ЦВЧ впадины [45,67]. Сейсморазведкой МОГТ установлены подсолевые структурные формы под соляными куполами на площадях Лубенка, Алмазный, Шолаксай, Егизкара, Сев.Утикас и др. на глубине 7000-7500 м в мезозойских, верхнепермских и в кунгурских отложениях которых отмечались признаки нефти и нефтепроявления. Подсолевые сводовые поднятия сейсморазведкой МОГТ установлены и подготовлены под глубокое бурение на северо-западном склоне Актюбинско-Астраханской зоны под-

нятий (Бестау, Шанды).

Бестауское сводовое поднятие субмеридионального простираения по подсоловым отложениям является унаследованным от поверхности фундамента. По отражающему горизонту Π_1 поднятие размерами 14,5x11,5 км при амплитуде до 300 м имеет овальную форму и оконтуривается изогипсой -5800 м. По горизонту Π_2^1 поднятие очерчивается изогипсой -7100 м с размерами 16,5x7,5 км при амплитуде 350 м. По преломляющему горизонту «Ф» изогипсой -7500 м оконтуривается выступ размерами 15,5x6,6 км с амплитудой до 400 м.

Шандинское поднятие валообразной формы субмеридионального простираения расположено к югу от Бестауского и является продолжением последнего. Поднятия по горизонту Π_1 осложнено двумя сводами по изогипсе -6000 м: северным с размерами 6,0x2,2 км и южным – 5,5x1,5 км при амплитуде более 120 м. По горизонтам Π_1^1 , Π_2^1 и Π_3 поднятие имеет унаследованное строение и оконтуривается изогипсами -6600 м, -7200 м и -7800 м соответственно.

Восточная часть Прикаспийской впадины характеризуется наличием многочисленных соляных куполов различных размеров и конфигураций, в разной степени нарушенных дизъюнктивными нарушениями и распространенных только в ее пределах. Формирование куполов в течение мезозойской эры происходило непрерывно-прерывисто в связи с проявлениями соляного тектогенеза.

К концу позднепермской эпохи соль из межкупольных зон переместилась и сосредоточилась в основном над структурными формами подсолового ложа в виде соляных штоков (массивов), прорвала верхнепермские отложения и в ряде случаев обнажилась на дневной поверхности. В результате были сформированы соляные козырьки разных размеров и мощности, а также полусводовые структуры примыкания к штоку (Каратюбе, Егизкара, Иманкара и др.), которые были перекрыты нижнетриасовыми континентальными отложениями.

В течение мезозойской эры соляные купола Северной и Южной Эмбы ЦВЧ впадины формировались в результате подъема и опускания территории и под воздействием поступных тангенциальных движений при тектонической активизации фаз складчатого орогенеза, проявлявшегося на Южном Урале и в

Мугоджарах. Это каждый раз приводило соль штока в движение: изменение конфигурации, перемещение первоначальной вершины и т.д., что отражалось на строении покрывающих отложений в виде их частичного подъема, размыва и образования многих разрывных нарушений [27]. Соляные штоки куполов соединялись между собой соляными грядами различной конфигурации и протяженности, имеющими в пределах Актюбинско-Астраханской зоны поднятий в основном субмеридиональное простираение.

К началу неогеновой эпохи в ЦВЧ впадины произошла основная фаза соляного тектогенеза, в результате которой были сформированы соляные купола различного типа современного строения. Мезозойские отложения куполов оказались сильно-дислоцированными, разбитыми сбросами и взбросами на отдельные крылья, грабены и блоки различной ориентации и размеров. В результате взбросов одни крылья куполов были приподняты на разную амплитуду, отложения выведены на дневную поверхность и подверглись активной эрозионной денудации. В приподнятых крыльях на дневной поверхности и в приповерхностных условиях оказались сеноманские-среднеюрские нефтеносные отложения, где в условиях гипергенеза и идиоги-пергенеза залежи нефти при сильной нарушенности соляных куполов подверглись физико-химическому разрушению и биодеградации, превратившись в нафтиды и нефтебитуминозные породы [28,39,41].

Между тем в ЦВЧ впадины и на соляных куполах Южной и Северной Эмбы залежи нефти и газа, а также нефтепроявления установлены в широком стратиграфическом диапазоне от кунгурских (Индер, Челкар, Лубенка, Егизкара, Каскыртау, Карашунгул и др.) до верхнемеловых отложений включительно. Они приурочены к полусводовым поднятиям на приподнятых крыльях, грабенам, различным блокам на крыльях, отдельным сегментам и т.д. Во всех случаях залежи и нефтепроявления являются локальными и тектонически экранированными к соляному штоку (Каратюбе, Копа, Орысказган, Кемерколь, Каратал, Доссор, Сагиз, Матин и др.). В последнее десятилетие нефтепоисковые работы проводятся на мезозойские отложения соляных куполов, перспективы которых с учетом проявления соляной тектоники оцениваются положительно.

Осадконакопление верхнепермских-барремских континентальных и лагунно-континентальных отложений, содержащих на куполах Северной и Южной Эмбы залежи нефти и газа, происходило в неблагоприятных мелководных субаквальных и субаэральных окислительных геохимических условиях выше базиса эрозии. Об этом довольно убедительно свидетельствует высокая концентрация в отложениях окисного железа до 99,3%, наличие прослоев бурых углей и насыщенность углистым детритом глин и песков средней юры. При этом прослой бурых углей нередко насыщены нефтью. Условия седиментации осадков с повторяемостью выхода их на дневную поверхность в результате подъема территории не способствовали накоплению и захоронению ОВ. Осадки в определенной мере разрушались эндогенными факторами, а ОВ в значительной степени окислялось. В этой связи отложения оказались бедны органическим углеродом, концентрация которого в континентальных отложениях составляет 0,1-0,3% при ХБт от фоновых до 0,006% и СББт не более 0,0006% [18,20,22].

На соляных куполах со скоплениями нефти и газа, и нефтепроявлениями песчаные разности отложений обогащены ХБт до 3% явно эпигенетического характера при фоновом значении СББт в 0,0006%, что свидетельствует о наложении ярко выраженной вторичной (эпигенетической) битуминозности на сингенетическую. Степень зрелости ОВ по отражательной способности витринита находится в отложениях на стадии протогенеза ПК₂-ПК₃ при палеотемпературе до 85⁰С, что совершенно недостаточно для продуцирования УВ.

Лишь на юго-востоке Прикаспия (Прорва, Боранколь) зрелость ОВ достигает стадии МК₁, где аналогичную зрелость ОВ имеют и подстилающие палеозойские отложения Эмбенской приподнятой зоны. Известно, что накопление нефтематеринских пород происходило при длительном прогибании морского бассейна, обеспечивающим консервацию ОВ и погружение его в зону оптимальных термобарических условий главной зоны нефтеобразования и нахождение в ней значительное время [48,52]. В процессе геологического развития ЦВЧ Прикаспийской впадины в течение мезозойской эры отложения не опускались на глубину ГЗН, не входили в главную фазу нефтеобразования и не могли продуцировать жидкие углеводороды. Залежи

нефти и нефтепроявления не могли продуцироваться в отложениях, седиментация которых проходила в окислительных геохимических условиях при не зрелом ОВ. Поэтому имеющиеся залежи и нефтепроявления в надсолевых отложениях не сингенетичны вмещающим отложениям [28].

Гидрогеологические условия в течение позднепермской эпохи-мезозойской эры в ЦВЧ Прикаспийской впадины были тесно связаны с палеогеографической обстановкой осадконакопления. Чередующиеся опускания и восходящие движения при геологическом развитии территории приводили к накоплению осадков с последующим выведением их на дневную поверхность и денудации. При повторяемости гидрогеологических процессов происходило раскрытие недр, при котором седиментационные воды в обнажившихся отложениях подверглись воздействию проникших в них атмосферных и гидросферных вод, обладающих повышенной окислительной способностью.

По данным Ж.С.Сыдыкова, детально изучившего гидрогеологическую обстановку основных нефтеносных горизонтов, а также физико-химические свойства, степень метаморфизации, состав водорастворенного органического вещества и газонасыщенность подземных вод водоносных горизонтов, гидрогеологические условия надсолевых отложений в течение геологического развития территории изменялись десятки раз, поэтому содержащиеся в отложениях подземные воды являются в основном инфильтрационными [10]. Минерализация подземных вод надсолевых отложений возрастает с северо-востока на юго-запад к междуречью Волга-Урал. Это происходит в основном за счет растворения соли штоков соляных куполов по мере движения подземных вод. Залежи нефти и нефтепроявления в отложениях имеют резко нарушенное фазовое состояние с подземными водами, возраст которых по гелий-аргоновому методу формулы А.Л.Козлова не превышает 20 млн. лет. Водорастворенный газ в основном азотного состава (92,1-98,1%), лишь в подошвенных водах зоны ВНК он метановый (71,3-91,4%), что свидетельствует об отсутствии генетической связи между залежами нефти и законтурными водами, которые во вмещающих отложениях находятся во вторичном залегании в условиях гидрогеологической раскрытости недр.

Анализ геолого-геохимических, гидрогеологических и

геотермических фактических материалов по надсолевым отложениям с залежами и нефтепроявлениями ЦВЧ впадины и на соляных куполах Северной и Южной Эмбы достаточно уверенно свидетельствует об отсутствии нефтематеринских отложений, способных генерировать УВ, и о вторичном характере в них залежей и нефтепроявлений.

Основными показателями вторичности залежей УВ и нефтепроявлений в кунгурских и надсолевых отложениях ЦВЧ впадины, по нашему мнению и проведенным исследованиям, являются: седиментация осадков нефтегазосодержащих отложений в окислительных геохимических условиях выше базиса эрозии; нефтесодержащие отложения с кларковым содержанием углерода при низкой концентрации и незрелости ОВ на стадиях ПК₂-ПК₃ при низких палеотемпературах не опускались в благоприятные термобарические условия ГЗН и не были способны генерировать УВ; преобладание в нефтеносных отложениях миграционного ХБт над СББт в десятки раз; нахождение залежей УВ и нефтепроявлений в отложениях зон гипергенеза и идиоги-пергенеза с неблагоприятными геолого-геохимическими и гидрогеотермическими условиями, т.е. несингенетичность их вмещающим отложениям; локальность залежей УВ и нефтепроявлений, без литолого-стратиграфической закономерности приуроченных к приподнятым или опущенным крыльям, грабенам и блокам, во всех случаях ограниченных тектоническими разрывными нарушениями; наличие залежей нефти, газо- и нефтепроявлений в кунгурских хомогенных отложениях ЦВЧ впадины; идентичность изотопного состава по углероду нефтей и их фракций подсолевых, кунгурских и надсолевых отложений, что свидетельствует о генетическом единстве нефтей; закономерное изменение физико-химических свойств нефтей в залежах сверху-вниз от нижнемеловых до верхнепермских и кунгурских отложений; практически полная дегазация нефтей мезозойских (юрских-нижнемеловых) отложений.

При этом вертикальная миграция нефти из подсолевых нефтематеринских отложений происходила, очевидно, при АВПД и, несмотря на сложные пути миграции по разломам, через толщу соли и т.д., интенсивность была достаточной, чтобы нефть из подсолевых пород могла мигрировать вверх по разрезу надсолевых отложений вплоть до альб-сеноманских пород

(Шолаксай, Лубенка, Железный и др.). Что при неблагоприятных геолого-геохимических условиях осадконакопления надсолевых отложений с низкой концентрацией и незрелым ОВ, гидрогеологической раскрытостью недр и отсутствием генетической связи залежей УВ и нефтепроявлений с вмещающими отложениями и законтурными подземными водами является источником поступления УВ в надсолевые отложения ЦВЧ впадины?

Залежи нефти и нефтепроявления в кунгурских-сеноманских отложениях восточной части Прикаспийской впадины образовались за счет вертикальной миграции нефти из подсолевых отложений при высоком пластовом давлении и АВПД. Это уверенно предполагали ранее ряд исследователей [9,18,53,56] и убедительно доказал на примере Кенкияка академик А.Л.Яншин [16], а также неоднократно и доказательно указывалось нами [20,22,27] и другими исследователями [7,62]. Это позволяет прогнозировать наличие залежей УВ в глубоко погруженных отложениях ЦВЧ Прикаспийской впадины.

Комплексные физико-химические и геохимические исследования нефтей и их фракций показали, что нефти и их фракции из различных литолого-стратиграфических отложений относятся к единому генетическому типу [3,8,57]. Были исследованы следующие отложения: среднеюрские, нижнетриасовые, верхнепермские, кунгурские и артинские в интервале глубин 252-3916 м Кенкияк; барремские, средне-нижнеюрские, нижнетриасовые, верхнепермские и артинские в интервале 325-4253 м Каратюбе; среднеюрские и сакмарские Кумсая; среднеюрские и нижнетриасовые Кокжиде; среднеюрские Акжара; нижнетриасовые Караганды; артинские Бикжала; кунгурские Индера (шахта 99, глубина 300 м).

Исследования были выполнены во ВНИИЯГГе под руководством О.В.Барташевич методами инфракрасной спектроскопии (ИКС), ядерного магнитного резонанса (ЯМР), электронного парамагнитного резонанса (ЭПР) и газожидкостной хроматографии (ГЖХ) Изучение нефтей из верхнепермских и подсолевых отложений Карачаганак также показало их генетическое сходство [7,8].

Одним из надежных и важных показателей генезиса нефтей является их изотопный состав (δC^{13}), который наследу-

ется от исходного ОВ нефтематеринских пород. Поэтому изучение δC^{13} нефтей с учетом физико-химических и геохимических свойств позволило наиболее достоверно решить вопрос об их генезисе. Изучение δC^{13} нефтей и их фракций артинских отложений Кенкияка, Кумсая, Каратюбе и Западно-Терешковская, кунгурских Индера, верхнепермских-нижнемеловых Кенкияка, Акжара, Каратюбе и Мартиши, проведенные во ВНИИЯГГЕ Т.А.Крыловой, показало, что они характеризуются общим изотопным составом (δC^{13} -2,9, -2,95%) и относятся к единому генетическому типу. Наличие в кунгурских и надсолевых отложениях изотопно-тяжелых нефтей с δC^{13} -2,91, -2,95%, одинаковых с нефтями подсолевых пород (δC^{13} -2,9, -2,98%) объясняется их вертикальной миграцией из подсолевых нефтематеринских пород, т.е. нефти в кунгурских и надсолевых отложениях не сингенетичны вмещающим отложениям.

Исследования генетических соотношений между нефтями и вмещающими их подсолевыми нижнепермскими отложениями путем изучения δC^{13} битумоидов, извлеченных из этих пород, показало, что битумоиды на 13-14% изотопно тяжелее нефтей из тех же пород – на Кенкияке, Кумсае и Каратюбе δC^{13} битумоидов из артинских отложений равен -2,53%. Изотопный состав углерода углеводородных компонентов нефти во фракции до 200⁰С практически оказался одинаковым с δC^{13} нефтей из над- и подсолевых отложений. Это свидетельствует о том, что нефти в кунгурских и надсолевых отложениях могли образоваться только за счет миграции из подсолевых пород.

Комплексные исследования δC^{13} , физико-химических и геохимических свойств нефтей из подсолевых и надсолевых отложений по компонентному составу и δC^{13} показали, что они аналогичны и принадлежат единому генетическому типу. Наличие высокомолекулярных компонентов в нефтях из надсолевых отложений свидетельствует о вертикальных перетоках из подсолевых пород.

Основным компонентом нефтей подсолевых пород являются углеводороды парафино-нафтенового состава при низком содержании смолисто-асфальтеновых компонентов. В углеводородной фракции преобладают алканы изостроения, н-алканы составляют 40-42% от общей суммы и представлены твердыми компонентами. Бензольные смолы практически не

содержат кислородосодержащие группы, их основу составляют высококонденсированные ароматические структуры с CH_2 и CH_3 группами. Спирто-бензольные смолы при аналогичном основном составе содержат кислородные структуры при уменьшенном количестве ароматических. Асфальтены имеют невысокое содержание парамагнитных частиц при сравнительно узком сигнале ЭПР, что свидетельствует о слабой преобразованности нефтей.

Нефти верхнепермских, пермотрасовых и нижнетриасовых отложений глубокого залегания по всем показателям аналогичны нефтям подсолевых отложений при некотором уменьшении алканов изостроения и усложнении структуры ароматических углеводородов.

Нефти нижнетриасовых-нижнемеловых отложений, расположенных близко к дневной поверхности, отличаются от верхнепермских-нижнетриасовых глубокого залегания отсутствием, либо крайне низким содержанием н-алканов в углеводородной фракции, поэтому нефть приобретает нафтеново-ароматический состав без изменения их структуры. В бензольных и особенно в спиртобензольных смолах заметно увеличивается содержание кислородных структур, а в асфальтенах – количество парамагнитных частиц.

Изменение состава нефтей мезозойских отложений по разрезу связано с вторичными процессами в зоне гипергенеза и идиогипергенеза, где низкое содержание н-алканов объясняется их разрушением. При химическом окислении нефтей возросло бы количество смолисто-асфальтеновых компонентов. Химические исследования показывают, что этого не произошло даже в нефтях, практически лишенных н-алканов. Для разрушения н-алканов химическим путем необходимы высокие температуры и давления, что полностью исключается на глубинах в отложениях, содержащих залежи. Разрушение н-алканов, связано с биодеградацией в результате действия микроорганизмов. Изучение фракционированных нефтей позволило избежать воздействия гипергенных факторов и сделало исследования более полноценными и достаточно достоверными.

В подземных водах месторождения Кенкияк до глубины 1250 м были обнаружены сульфато-восстанавливающие и углеородоокисляющие микроорганизмы (бактерии). Это позволило

И.К.Норенковой проведена во ВНИГРИ экспериментальные исследования по биогенному окислению нефтей из артинских, верхнепермских, нижнетриасовых и среднеюрских отложений Кенкияка, используя в качестве посевного материала микроорганизмы из пластовых подземных вод. Нефти активно окислялись микроорганизмами. За пять месяцев проведения опытного эксперимента было разрушено от 13,38% до 21,05% исходной нефти, сам процесс сопровождался изменениями физико-химических свойств и группового состава исходной нефти. В течение пяти месяцев микроорганизмами было разрушено нефти (в граммах) из: артинских 13,3; верхнепермских 9,2; нижнетриасовых 7,7 и среднеюрских 5,8 при пересчете на 1 м³ ВНК. Исходная нефть при плотности 850,3-917,6 кг/м³, после микробиологического эксперимента стала соответственно плотностью 882,2-945,8 кг/м³ с повышенным содержанием смол и асфальтенов.

Проведенные исследования позволили установить направленность изменения нефтей, которая очевидно происходит в природных условиях. Биогенно-окисленные нефти приобрели физико-химические свойства природных нефтей, приуроченных к вышележающим отложениям. Нефть из артинских и верхнепермских отложений стала идентичной природной нефти нижнетриасовых отложений; из нижнетриасовых оказалась схожей нефти из среднеюрских горизонтов; из среднеюрских – аналогичной нефти барремских и альбских отложений нижнего мела.

Следовательно, направленность биогенно-окисленных нефтей проведенного эксперимента хорошо согласуется с наблюдаемым в залежах изменением физико-химических свойств нефтей и нефтепроявлений надсолевых отложений на соляных куполах в зависимости от геолого-геохимических условий нахождения в зоне гипергенеза и идиогипергенеза, где происходит преобразование исходной нефти подсолевых отложений [28,39,41].

Исследования И.А.Бариповой на Карачаганакском месторождении показали, что залежи нефти в надсолевых отложениях по составу и физико-химическим свойствам имеют большое сходство с тяжелыми подсолевыми нефтями, т.е. генетически связаны между собой. Это позволило утверждать, что залежи нефти в надсолевых отложениях сформировались за счет

вертикальной миграции из частично расформированной залежи нефти в подсолевых отложениях [7].

Нефть из кунгурских соленосных отложений Индера плотностью 858,5 кг/м³ и кинематической вязкости 25,37 сСт при 20⁰С является дегазированной и относится к типу фильтрованной. Это подтверждается геохимическими исследованиями: отсутствием асфальтенов и высокомолекулярных n-алканов; низким содержанием смолистых соединений (3,76%); соотношением углеводородных классов, на долю которых приходится 96,24%.

В углеводородном составе содержится 10,9% парафиновых, 73,6% нафтеновых и 15,5% ароматических углеводородов. Приуроченность нефти к соленосным отложениям привела к наличию хлорсодержащих гетеросистем и вторичных факторов, а близость к дневной поверхности – естественной потери низкомолекулярных алканов. Вместе с тем, нефть сохранила в себе специфическую особенность, характерную нефтям региона, где ароматические углеводороды представлены в основном бициклическими соединениями. Нефть Индера по своим физико-химическим свойствам, геохимической характеристике фракции до 200⁰С и выше, изотопному составу углерода имеет большое сходство с нефтями из подсолевых (артинских) отложений Кенкияка и Каратюбе и принадлежит к единому типу [8]. Это свидетельствует о том, что нефть в кунгурские соленосные отложения Индера поступила из ловушки подсолевых отложений, залегающей на глубине 8 км, в результате ее разгерметизации. Можно предполагать наличие залежей нефти в подсолевых отложениях Индера, Челкара, Матенкожи и других пока еще не установленных площадях. Наличие газопроявлений в кунгурских отложениях ЦВЧ впадины [65] может быть связано с дегазацией нефтяных залежей или с наличием в подсолевых отложениях газовых залежей [63], при разгерметизации которых газ проникает в толщу соли вплоть до неогеновых отложений.

Ряд исследователей без достаточного обоснования высказывали предположение о наличии нефтеносности глубоко погруженных подсолевых отложений в ЦВЧ впадины. С учетом имеющихся газопроявлений в соленосных кунгурских отложениях предполагалось, что в подсолевых отложениях ЦВЧ впадины будут в основном газовые залежи [63]. В многочисленных

публикациях ряда исследователей в основном приводились описания месторождений нефти и газа, ранее открытых производственными нефтеразведочными организациями в прибортовых зонах восточной части впадины, а также рекомендовались для проведения поисковых работ подсолевые структурные формы, подготовленные геофизическими экспедициями детальной сейсморазведкой МОВ и МОГТ для глубокого бурения. Никаких геологических данных о возможной нефтегазоносности глубоко погруженных подсолевых отложений ЦВЧ впадины не приводилось [16,31,50,67].

Приведенный нами геолого-геохимический материал о вторичности залежей и нефтепроявлений в кунгурских соленосных и в надсолевых континентальных и лагунно-континентальных отложениях в результате вертикальной миграции из подсолевых нефтематеринских пород дает основание достаточно обоснованно говорить о нефтеносности глубоко погруженных подсолевых отложений ЦВЧ впадины (Индера, Челкара, Матенкожа и др.), Южной и Северной Эмбы, куда распространяются нефтематеринские комплексы пород восточной окраины Прикаспийской впадины. Геотермические условия ЦВЧ впадины очевидно должны быть благоприятны для формирования и сохранения залежей в подсолевых отложениях, где они располагаются под соляными массивами (куполами) или вблизи них в условиях интенсивной теплоотдачи, что снижает температуру подсолевых отложений и глубоко смещает нижнюю границу ГФН. Исследование структуры углеводородных и неуглеводородных компонентов и характера распределения n-алканов свидетельствует о генетическом единстве нефтей подсолевых, кунгурских и надсолевых отложений. То есть источником нефти для залежей и нефтепроявлений кунгурских соленосных отложений Индера и Челкара, надсолевых верхнепермских-нижнемеловых континентальных и лагунно-континентальных песчано-глинистых отложений соляных куполов ЦВЧ впадины, Южной и Северной Эмбы являлись залежи нефти в ловушках подсолевых нефтематеринских пород. В ряде регионов США и России нефтематеринские отложения не утратили генерирующий потенциал для нефтеобразования при современной температуре в 220-296⁰С.

Для освоения нефтегазовых ресурсов ЦВЧ впадины, что

вполне возможно в недалеком будущем, необходимо для успешной геологической эффективности осуществить детальные сейсморазведочные работы МОГТ для изучения строения и нефтегазоносности подсолевых отложений, где могут быть крупные месторождения с большими запасами. Подготовленные сейсморазведкой структуры ввести в глубокое бурение в районе Уильской группы соляных куполов, Лубенки, Шолакская и др.

Литература

1. Айзенштадт Г.Е.-А, Колтыпин С.Н., Размыслова С.С. и др. Нефтегазоносные толщи Прикаспийской впадины. Л., 1967, с.310.
2. Акрамходжаев А.М. Нефть и газ – продукт преобразованности органического вещества. Недра, М., 1989, с.268.
3. Алексеев Ф.А., Барташевич О.В., Крылова Т.А.и др. Генетическое единство надсолевых и подсолевых нефтей восточной части Прикаспийской впадины. Советская геология, 1976, №9, с.108-113.
4. Арабаджи М.С., Васильев Ю.М., Дальян И.Б. и др. Новые данные о строении кристаллического фундамента восточной части Прикаспийской впадины. Изв.вузов. Геология и разведка, 1975, №5, с.11-21.
5. Арабаджи М.С., Васильев Ю.М., Гальянова Т.И. и др. Глубинное строение восточной части Прикаспийской впадины. Недра, М., 1976, с.272.
6. Бакиров А.А. Геологические основы прогнозирования нефтегазоносности недр. Недра, М., 1973, с.344.
7. Баринава И.А. Генетическая связь нефтей и конденсатов подсолевого и надсолевого комплексов Карачаганакского месторождения. В сб.: «Зоны нефтегазоаккумуляции Восточно-Европейской платформы. Тр.ВНИГНИ, М., 1987, с.75-80.
8. Барташевич О.В., Дальян И.Б., Ермаков В.И. и др. Генетическая взаимосвязь подсолевых и надсолевых нефтей в восточной части Прикаспийской впадины (по данным физико-химических исследований). Экспресс информация 15, ВИЭМС, М., 1973, №10, с.45.
9. Бондарчук Г.К. К вопросу о формировании нефтяных залежей на соляных куполах Южной Эмбы. Тр.ВНИГНИ, вып.101, 1970, с.253-265.
10. Бочкарева В.А., Сыдыков Ж.С., Джангирьянц Д.А. Подземные воды Прикаспийской впадины и ее обрамления. Наука, КазССР, 1973.
11. Вассоевич Н.Б., Корчагина Ю.И., Лопатин Н.В. и др. Главная фаза нефтеобразования. Вестник МГУ, сер.геол., 1969, №6.
12. Вассоевич Н.Б., Соколов Б.А., Коннохов А.И. Литолого-геохимические критерии нефтегазоносности глубокопогруженных горизонтов. Изв.вузов. Геология и разведка, 1976, №7.
13. Гаврилов В.П. Влияние разломов на формирование залежей нефтегазоаккумуляции. Недра, М., 1978.

14. Галимов Э.М. Изотопы углерода в нефтяной геологии. Недра, М., 1978, с.384.

15. Геология и нефтегазоносность восточной части Прикаспийской впадины. Гостоптехиздат, М., 1962.

16. Геология и нефтегазоносность Прикаспийской впадины (под редакцией Я.С.Эвентова и др.). Тр.ВНИГНИ, вып.172, М., 1974, с.215.

17. Головкин А.Ю., Клоков Ю.В. Строение подсолевого осадочного чехла восточного Прикаспия в связи с нефтегазоносностью. Уральский геолог. журнал, Екатеринбург, 2003, №3(33), с.3-15.

18. Дальян И.Б., Посадская А.С. Геология и нефтегазоносность восточной окраины Прикаспийской впадины. Наука, Алма-Ата, 1972, с.190.

19. Дальян И.Б. Глубинное строение и нефтегазоносность палеозойских отложений восточной части Прикаспийской впадины и ее обрамления. Докторская диссертация, МИНХ и ГП, М., 1978, с.377.

20. Дальян И.Б., Горшков В.И., Посадская А.С. Нефтегазоносность нижне- и среднеюрских отложений восточной части Прикаспийской впадины. Вестник АН КазССР, 1980, №6, с.42-46.

21. Дальян И.Б., Барташевич О.В., Горшков В.И. Геохимические особенности подсолевых нефтегазоносных отложений восточной части Прикаспийской впадины и ее обрамления. Вестник АН КазССР, 1981, №11.

22. Дальян И.Б., Горшков В.И., Посадская А.С. Геохимические особенности и нефтегазоносность верхнепермских и триасовых отложений восточной части Прикаспийской впадины. Вестник АН КазССР, 1985, №1, с.60-65.

23. Дальян И.Б. Формирование и размещение залежей нефти и газа в подсолевых отложениях восточной окраины Прикаспийской впадины. Геология нефти и газа, 1987, №5, с.31-35.

24. Дальян И.Б., Глотова Е.С., Булекбаев З.Е. Ураносность нефтей востока Прикаспийской впадины. Геология нефти и газа, 1989, №3, с.44-47.

25. Дальян И.Б. Особенности тектоники подсолевых комплексов восточной окраины Прикаспийской впадины в связи с нефтегазоносностью. Геология нефти и газа, 1996, №6, с.8-17.

26. Дальян И.Б. Седиментационные подсолевые комплексы восточной окраины Прикаспийской впадины в связи с нефтегазоносностью. Нефть и газ Казахстана, 1998, №4, с.3-16.

27. Дальян И.Б. Палеогеографические особенности верхнепермских и мезозойских отложений восточного Прикаспия в связи с нефтегазоносностью. Нефть и газ, 2000, №2, с.13-25.

28. Дальян И.Б. Геологические особенности нефтепроявлений и залежей в надсолевых отложениях восточного Прикаспия. Урал.геолог.журнал, Екатеринбург, 2001, №3(11), с.89-101.

29. Дальян И.Б., Головкин А.Ю., Хабибуллин Э.Г. Был ли ассельский размыв на востоке Прикаспия. Урал.геолог.журнал, Екатеринбург, 2001, №6(24), с.3-15.

30. Дальян И.Б. Подземные воды нефтяных месторождений востока Прикаспия. Нефть и газ. Алматы, Фылым, 2002, №3, с.11-17.

31. Джумагалиев Т.Н., Головкин А.А., Кирихин Л.Г. и др. Особенности формирования и размещения залежей нефти и газа в подсолевых отложениях Прикаспийской впадины. Недра, М., 1987, с.145.

32. Дмитриевский А.Н., Прошляков Б.К. Палеогеография восточной части Прикаспийской впадины в верхнепермское и нижнетриасовое время. Тр.МИНХ и ГП, вып.90,1970.

33. Днепров В.С. Нефтяные месторождения и разведочные площади Эмбенской нефтеносной области. ГТТИ, Л., 1959, с.275.

34. Калинин Н.А. О продолжительности процесса образования и миграции нефти. Геология нефти, 1957, №7.

35. Квасиков В.И., Соломко Э.Ф., Нестеренко О.А. и др. Усвоение бактериями легколетучих n-алканов (C₆-C₁₀). Микробиология, т.41, 1972, №4, с.566-591.

Лацкова В.Е. Об инверсионном развитии северной части Прикаспийской синеклизы. Вопросы геологии Южного Урала и Нижнего Поволжья, 1977, вып.14, с.55-64.

36. Медведева А.М., Дальян И.Б., Булекбаев З.Е. и др. Прямые доказательства вертикальной миграции нефти на востоке Прикаспия. Изв.АН КазССР, сер.геол., 1993, №1.

37. Милешина Л.Г., Калинин М.К. и др. Изменение нефти при фильтрации через породы. Недра, М., 1983.

38. Надилов Н.К., Терварганов М.А., Елькин В.Н. и др. Нефтебитуминозные породы: тяжелые нефти и природные органические вяжущие. Алма-Ата, 1983, с.237.

39. Надилов Н.К. Нефть и газ Казахстана. Фылым, Алматы, 1995, т.1-2.

40. Надилов Н.К., Дальян И.Б. Тяжелые нефти восточной окраины Прикаспийской впадины. Нефть и газ, Алматы, 1999, №1, с.62-66.

41. Надилов Н.К., Дальян И.Б., Зотов В.А. и др. Нефтебитуминозные породы восточного Прикаспия. Нефть и газ, Алматы, 2000, №1, с.59-66.

42. Неволин Н.В. Геологическое строение и нефтегазоносность солянокупольных структур Эмбенской нефтеносной области. Нефтяное хозяйство, 1947, №4.

43. Неволин Н.В. Актюбинско-Астраханская зона поднятий – крупнейший погребенный элемент Прикаспийской впадины. Тр.МИНХиГП, вып.150, 1979, с.50-55.

44. Неволин Н.В. Тектоническая природа и нефтегазоносность Прикаспийской впадины. Советская геология, 1985, №6, с.87-95.

45. Неволин Н.В. Геолого-геофизическая характеристика подсолевых отложений юга Прикаспийской впадины. Советская геология, 1989, №3, с.112-117.

46. Неволин Н.В., Овчаренко А.Ф. Задачи геолого-геофизических работ в Прикаспийской впадине (в пределах Актюбинско-Астраханской зоны поднятий). Геология нефти и газа, 1992, №5, с.6-9.

47. Неручев С.Г. Нефтепроизводящие свиты и миграция нефти. Недра, Л., 1969, с.240.

48. Норенкова И.К., Дальян И.Б., Карпенко М.Н. и др. Роль биогенного фактора в преобразовании нефтей Кенкиякского месторождения. Геология нефти и газа, 1978, №5.

49. Нефтегазоносность Прикаспийской впадины и ее сопредельных районов (под редакцией Н.А.Крылова и др.). Наука, М., 1987, с.181.

50. Особенности строения фундамента Прикаспийской впадины по данным комплексной геолого-геофизической интерпретации (под редакцией Л.В.Каламкарова). Тр.МИНХиГП, вып.137, М., 1978, с.168.

51. Парпарова Г.М., Неручев С.Д. и др. Катагенез и нефтеносность. Недр, Л., 1976.

52. Пермяков И.Г. Проблема подсолевой нефти на Эмбе. Азербайджанское нефтяное хозяйство, 1935, №4.

53. Пирродон А. Формирование и размещение месторождений нефти и газа. Недр, М., 1985, с.353.

54. Проничева М.В., Дальян И.Б. Новейшая активизация глубинных разломов восточной части Прикаспийской впадины и их проявление в рельефе. Геоморфология, 1979, №2, с.93-99.

55. Руженцев В.Е. Проблемы палеозойской нефти в Урало-Эмбенском районе. Нефтяное хозяйство, 1932, №6.

56. Светлакова Э.А. Подсолевая нефть месторождения Кенкияк. Советская геология, 1975, №9, с.11-22.

57. Светлакова Э.А., Дальян И.Б. Роль соленосной формации в катагенетическом преобразовании рассеянного органического вещества. Геология нефти и газа, 1978, №4, с.71-76.

58. Свиточ А.А., Дальян И.Б. Пластические и изолирующие свойства каменной соли в условиях глубоких недр Прикаспийской впадины. Информация МГ КазССР, вып.5, 1970, №4.

59. Соболев В.С. О нефтепроявлениях в солях на Челкарском куполе в северной части Прикаспийской впадины. Тр.ВНИГРИ, вып.163, М., 1960, с.256-269.

60. Соболев В.С. О роли сбросов в формировании нефтяных залежей Эмбенского района. Тр.ВНИГРИ, вып.192, М., 1962, с.72-84.

61. Соболев В.С. Геолого-геохимические особенности нефтегазонасности Прикаспийской впадины. Недр, Л., 1978, с.88.

62. Соколов В.Л. Проблемы газонасности Прикаспийской впадины. ВНИИЭГазпром, М., 1978.

63. Соколова Е.М., Иванова Е.И., Егоров И.П. Пермские и триасовые отложения Южной Эмбы и их нефтеносность. Недр, Л., 1961.

64. Соловьев Б.А., Обрядчиков О.С., Голов А.А. О нефтепроявлениях из соленосного комплекса Прикаспийской впадины. Тр.ВНИГНИ, вып.292, Л., 1971, с.3-9.

65. Сыдыков Ж.С., Дальян И.Б. Геотермические условия восточной части Прикаспийской впадины и ее обрамления в связи с нефтегазонасностью. Нефть и газ, 2001, №1, с.12-19.

66. Структурные карты Прикаспийской нефтегазонасности провинции по поверхности фундамента и по сейсмическим горизонтам P_1 и P_2 масштаба 1:1000000 (под редакцией Л.И.Ровнина и С.Е.Чакабаева). Мингео СССР, М., 1986.

67. Тиссо Б., Вельт Д. Образование и распространение нефти. Мир, М., 1981, с.345.

68. Торгованова В.Б. Аномалии в химическом составе вод и газа надсолевых отложений Прикаспийской впадины. Тр.ВНИГРИ, вып.220, Л., 1963.

69. Фергель У.Х. Аномальные пластовые давления. Недр, М., 1980.