

УДК (55+553.98)524.1

© Д. чл. УАГН И.Б.Дальян, Посадская А.С.

КАК ОТКРЫВАЛАСЬ ПОДСОЛЕВАЯ НЕФТЬ В АКТЮБИНСКОЙ ОБЛАСТИ

(воспоминания участников открытий)

Актюбинский университет «Дуние», кафедра нефтегазового дела

I.B. Daljan, Posadskya A.S.

HOW THE UNDER-SALT OIL IN AKTJUBINSKYA OBLAST WAS DISCOVERED

На территории СССР осталось немного областей, перспективных для открытия новых крупных месторождений нефти и газа. Это Восточная Сибирь с ее подсолевыми отложениями верхнего докембрия и юго-восток Прикаспийской низменности с ее подсолевыми отложениями нижней перми и карбона.

Академик А.Л.Яншин

Поиски месторождений нефти на соляных куполах в западной части Актюбинской области востока Прикаспия (Северная Эмба) начали проводиться в 1930 году, что привело к открытию Шубаркудукского и Жаксымайского месторождений с небольшими залежами нефти в континентальных пермотриасовых отложениях на крыльях соляных куполов [36,37]. В связи с открытием указанных месторождений, трестом «Актюбнефть» в нефтепоисковое бурение были вовлечены соляные купола Жаманаш, Кейкибас, Кунжар, Шили, Кынжалы, Жарлыоба и др. Шубаркудукской группы с бурением скважин на сводах куполов. Проводившееся бурение не привело к открытию новых месторождений, хотя в мезозойских отложениях и в кунгурской соляной толще отмечались признаки нефти и нефтепроявления различной интенсивности. Наличие нефтепроявлений в толще соли на Шубаркудуке, Жаманаше, Доссоре, Сев.Макате, Черной речке и др. куполах дали основание Н.Г.Пермякову, Н.И.Буялову, В.Е. Руженцеву предполагать существование за-

залежей глубокой подсолевой нефти. В.Е.Руженцев указывал, что «мезозойские отложения соляных куполов питаются из более глубоких слоев» [36].

В 1947 году трест «Актюбнефтеразведка» начал проводить структурно-поисковое и глубокое бурение в Актюбинском периклинальном прогибе (Актюбинском Приуралье) на складках: Жосинская, Жилинская, Петропавловская, Александровская, Белогорская, Биштамакская, Борлинская и др., где бурились скважины глубиной до 3000 м с целью поисков залежей нефти в подсолевых нижнепермских и каменноугольных терригенных породах орогенного комплекса. Несмотря на многочисленные нефтегазопроявления в пробуренных скважинах, промышленные залежи УВ не были открыты по ряду геологических причин.

Все началось у небольшого поселка Соркуль на левом берегу нижнего течения р.Темир. Там в 1958 году на соляном куполе Кенкияк в скважине К-34, пробуренной Эмбенской ГПК, из континентальных пестроцветных отложений нижнего триаса был получен фонтанный промышленный приток легкой бензино-масляной нефти с дебитом до 45 м³/сут. Это ознаменовало открытие, после двадцатилетнего нефтепоискового перерыва, крупного нефтяного месторождения в надсолевых отложениях с запасами 29,5 млн.тонн [33]. После Кенкияка, на соляных куполах востока Прикаспия с участием автора были открыты мелкие месторождения нефти: Акжар, Каратюбе, Копа, Кумсай, Кокжиде с небольшими запасами в мезозойских отложениях. Ряду ученых и геологам-производственникам стало понятно, что на соляных куполах восточного Прикаспия, ввиду их раздробленности, открыть второй Кенкияк не представится возможным. В связи с этим проблема поисков залежей нефти в подсолевых отложениях востока Прикаспия приобрела актуальное значение.

Академик А.Л.Яншин на Всесоюзном совещании нефтеразведчиков в г.Актюбинске в 1960 году теоретически обосновал наличие залежей нефти в подсолевых отложениях Кенкияка и восточного Прикаспия. Он убедительно доказал, что нефть в отложениях нижнего триаса Кенкияка не сингенетична вмещающим отложениям, является вторичной (эпигенетичной), образовавшейся за счет вертикальной миграции из подсолевых пород. А.Л.Яншин, возлагая большие перспективы на подсолевые

вую нефть, обоснованно прогнозировал, что «мы вправе рассчитывать на открытие залежей нефти в подсолевых отложениях Кенкияка»[2]. Отвечая своим оппонентам, А.Л.Яншин говорил, что «противники подсолевой нефти считают, что лучше держать синицу в руке, чем ловить журавля в небе», будучи ярким сторонником проведения нефтеразведочных работ в Актюбинской области только на подсолевые отложения. Научно обоснованная уверенность А.Л.Яншина в успехе открытия на актюбинщине большой подсолевой нефти была воспринята рядом актюбинских нефтеразведчиков в своей работе, ибо они понимали, что на соляных куполах больше вряд ли удастся открыть месторождения со значительными запасами в надсолевых отложениях. Это вызвало гнев тогдашнего руководства Мингео Казахстана, которое решило разобраться с геологами, ратующими за подсолевую нефть. И разобрались в первую очередь со мной, освободив автора этих строк от занимаемой должности и о.главного геолога Актюбинской нефтеразведочной экспедиции.

В те годы в Актюбинске находилось управление «Казнефтегазразведка» (начальник Е.И.Иванов) и две нефтеразведочные экспедиции: Актюбинская и Кенкиякская, а также Актюбинские геофизическая и промыслово-геофизическая экспедиции. Руководство управления оценило прогнозы А.Л.Яншина и начало проводить бурение одиночных параметрических скважин на восточной окраине Прикаспийской впадины на площадях: Самбай, Кенкияк, Остансук, Каратюбе и других для изучения глубинного строения и нефтеносности подсолевых отложений, которое проводилось Актюбинской и Кенкиякской НРЭ. В результате бурения параметрических скважин на Кенкияке, Остансуке, Арансае и Каратюбе из подсолевых отложений были получены значительные нефтепроявления.

Научный прогноз академика А.Л.Яншина на Кенкияке блестяще подтвердился открытием 1971-1980 годах крупного Кенкиякского многопластового месторождения с залежами нефти в подсолевых нижнепермских и среднекаменноугольных (КТ-II) отложениях с дебитом нефти до 360 м³/сут. [33]. Первооткрывательницей первого крупного подсолевого месторождения в Актюбинской области востока Прикаспия была параметрическая скважина 88-П [4]. И.Б. Дальян вслед за своим учителем

академиком А.Л.Яншиным, был активным сторонником проведения нефтепоисковых работ на подсолевые отложения и в служебной записке начальнику управления «Казнефтегазразведка» Е.И.Иванову (04.10.1968г.) обосновал целесообразность бурения на Кенкияке параметрической скважины с целью изучения нефтеносности подсолевых отложений, где подсолевое поднятие было подготовлено под глубокое разведочное бурение детальной сейсморазведкой РНП, проведенной Актюбинской геофизической экспедицией (начальник В.И.Корнеев). Согласно протокола, при начальнике управления от 05.11.1969г., по рекомендации и обоснованию И.Б.Дальяна была пробурена скважина 88-П, при испытании которой с участием автора, в открытом стволе из артинских отложений в интервале 3880-3917 м был получен фонтанный приток нефти с дебитом до 30-50 м³/сут. через 8 мм штуцер [4]. Проект поискового бурения был составлен Ю.М.Гридасовым и А.С.Посадской. Мной были рекомендованы и обоснованы скважины 93 и 107 с целью изучения нефтеносности сакмарских отложений и карбонатов КТ-II, при испытании которых был получен приток нефти с дебитом от 50 до 360 м³/сут. соответственно. Для выяснения нефтеносности более древних отложений необходимо бурение скважин глубиной 5,5-6,0 км [33]. В 1982 году запасы нефти по подсолевым отложениям Кенкияка были утверждены в ГКЗ при Совете Министров СССР по категории А+В+С₁ в количестве 28,4 млн.тонн, примерно такие же запасы ранее были утверждены и по надсолевым отложениям Кенкияка. Длительная 20-летняя разведка подсолевой нефти Кенкияка была вызвана неправильной «новой» методикой проведения нефтеразведочных работ сверху-вниз, предложенной заместителем министра геологии по нефти.

В 1972 году Мингео Казахстана почему-то перебазировало управление «Казнефтегазразведка» в г.Гурьев, которое основные объемы нефтепоисковых работ на актюбинщине стало выделять для малоэффективных мезозойских отложений соляных куполов, что задерживало открытие новых залежей подсолевой нефти.

Однако открытие Кенкиякского подсолевого месторождения нефти, значительные нефтепроявления в подсолевых отложениях на Остансуке, Кумсае, Арансае, Каратюбе убедило уче-

ных и производственников-нефтеразведчиков о возможности открытия в подсолевых отложениях востока Прикаспия новых месторождений нефти и газа со значительными запасами и не оставила надежды равнодушным оппонентам подсолевой нефти [34]. Проблема открытия в Актыбинской области новых месторождений нефти и газа приобрела важный практический интерес, требующий безотлагательного решения. Комиссия Госплана СССР, где высокую перспективность подсолевых отложений активно доказывал ученик И.М.Губкина, доктор геолого-минералогических наук, профессор МИНХ и ГП им. И.М. Губкина Абулхалат Абдуллатыпович (Александр Александрович) Бакиров, высоко оценила возможные перспективные запасы в подсолевых отложениях области – нефти и конденсата 1827 млн.тонн и газа 803 млрд. кубометров.

В 1978 году Актыбинской НРЭ на Жанажол, по-нашему обоснованию, были возобновлены ранее прерванные нефтепоисковые работы, которые должна была с 1973 года проводить, но не поводила Кенкиякская НРЭ. Для этого И.Б.Дальян и Г.М. Шурыгин составили и обосновали геологический проект на бурение пяти нефтепоисковых скважин. Скважина 4, бурившаяся по этому проекту, вскрыла в КТ-I (верхний карбон-верхнеподольский горизонт) трещинно-кавернозные известняки, пропитанные нефтью. Поэтому было решено испытать их в открытом стволе пластоиспытателем на трубах КИИ-146. При испытании нефтеносных известняков в интервале 2801-2889м был получен промышленный приток нефти до 360 м³/сут., что означало открытие нового крупного месторождения в подсолевых отложениях Актыбинской области. Открытие Жанажольского месторождения развеяло сомнения скептиков в отношении наличия на актыбинщине подсолевой нефти с большими запасами. Об открытии этого месторождения первый секретарь Актыбинского обкома партии В.А.Ливенцов докладывал на съезде компартии Казахстана.

В процессе разведочного бурения на Жанажол на КТ-I, согласно проекта О.Н.Марченко, отрядом по обобщению геолого-геофизического материала Актыбинской НРЭ (Ю.М. Гридасов, А.С.Посадская) было дано обоснование о целесообразности изучения нефтеносности нижних карбонатов каширско-поздневизейского возраста (КТ-II). Для этого бурящаяся сква-

жина 23, по их рекомендации, была углублена до 3886м. При испытании в открытом забое пластоиспытателем на трубах интервала 3758-3630м, а позже в колонне интервала 3646-3654м был получен фонтанный приток нефти с дебитом до 125 м³/сут., что позволило впервые открыть в КТ-II новую промышленную залежь нефти и газа с большими запасами. Это позволило в дальнейшем при проведении нефтепоисковых работ на других площадях в обязательном порядке бурить скважины с целью изучения нефтеносности карбонатов КТ-II для открытия месторождений.

В подсолевых терригенных и карбонатных отложениях Актыбинской области за период 1971-1994 годов актыбинскими нефтеразведчиками было открыто 15 нефтяных и нефтегазоконденсатных месторождений: Кенкияк, Жанажол, Бозоба, Урихтау, Каратюбе, Кожасай, Алибекмола, Синельниковское, Вост. Акжар-Курсай, Южн.Алибек, Вост. Жагабулак, Вост. Мортук, Жанатан, Лактыбай, Кокбулак, в т.ч. с непосредственным участием автора 10, а на подсолевых поднятиях были установлены нефтепроявления различной интенсивности (Арансай, Остансук, Бактыгарын, Кумсай и др.)- рис.1. Разработку планов нефтепоисковых и разведочных работ, выбор объектов испытания скважин осуществлял автор воспоминаний, являясь в течение многих лет начальником геологического отдела треста «Актыб-нефтеразведка», а затем крупной Актыбинской нефтегазоразведочной экспедиции, став позже ее главным геологом. В течение своей более 45-летней деятельности И.Б.Дальян являлся участником открытия и разведки трех газовых месторождений на Северном Устюрте (Базайское и др.), 8 нефтяных месторождений в подсолевых отложениях восточной окраины Прикаспийской впадины (Кенкияк, Кумсай, Кокжиде, Каратюбе, Юж. Каратюбе, Акжар и др.) и 10 месторождений в надсолевых терригенных и карбонатных породах (Кенкияк, Урихтау, Жанажол, Лактыбай, Кокбулак и др.).

В открытых подсолевых месторождениях и на площадях поискового бурения имеют место пять региональных нефтегазоносных комплексов, содержащих залежи нефти и газа:

- артинско-ассельский песчано-глинистый молассовой формации, залегающий между опорными сейсмическими горизонтами П₁ и П₂^c на востоке Прикаспия и П₁-П₂¹ за пределами

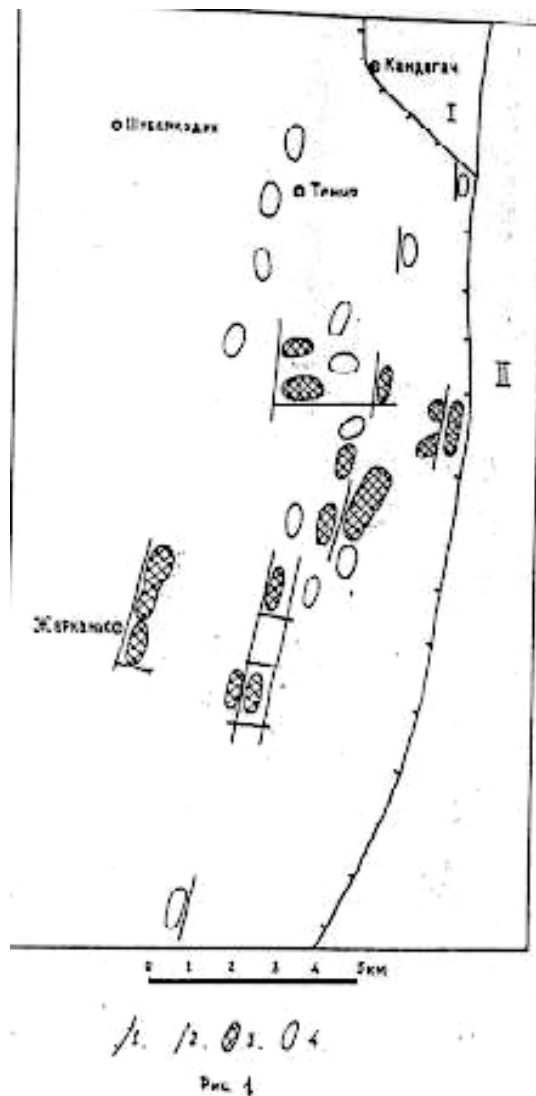


Рис.1. Обзорная схема востока Прикаспия. Составил И.Б.Дальян.

1 – глубинные разломы, обрамляющие восток Прикаспия; 2 – тектонические нарушения; 3 – нефтяные и нефтеконденсатные месторождения; 4 – контуры подсолевых поднятий с признаками нефти.

распространения карбонатов КТ-I и КТ-II;

- гзельско-верхнеподольский карбонатный между P_2^c и P_2^1 (КТ-I);

- каширско-верхневизейский карбонатный, располагающийся между P_2 - P_2^1 (КТ-II);

- две гамма-активные толщи (пачки) терригенно-кремнисто-карбонатной формации, являющиеся глубоководными возрастными аналогами КТ-I и КТ-II за пределами их площадного распространения;

- тульско-нижнетурнейский терригенный граувакковой формации между горизонтами P_2^1 и P_2^D [23,27]. Многочисленные исследования ВСП показали, что нефтегазоносные седиментационные комплексы являются четкими литолого-сейсмическими реперами. Палеонтологическое и палинологическое изучение образцов керна показало, что на востоке Прикаспия имеет место последовательное напластование в залегании отложений комплексов и никакого глубокого размыва между ними не существует[30].

В **артинско-ассельском** нефтегазоносном комплексе на площадях его полного стратиграфического развития, по данным ГИС и глубокого бурения установлено 8 нефтеносных горизонтов песчаников и алевролитов мощностью 12-135м широкого площадного распространения. Из них 3 горизонта в артинском ярусе, 4 в сакмарском и 1 в ассельском, к которым на ряде площадей (Кенкияк, Бозоба, Каратюбе, Вост.Акжар-Курсай и др.) приурочены залежи нефти. Нефтедержащие пласты песчаников и алевролитов имеют различные фильтрационные свойства, что связано с постседиментационным их преобразованием, приведшим к значительному ухудшению коллекторских свойств при последующем геологическом развитии востока Прикаспия. Лишь на отдельных поднятиях (Кенкияк, Киндысай) номенклатурные нефтеносные горизонты с коллекторами гранулярного и трещинного типа имеют открытую пористость до 19,8% при проницаемости до $(1,2-1,4) \cdot 10^{-12} \cdot m^2$ и нефтенасыщенности до 75,8%. При таких коллекторских свойствах дебит нефти достигает 139 м³/сут. и более (Кенкияк), а пластовой воды до 120 м³/сут. (Киндысай) при упруговодонапорном режиме.

В прибортовой зоне (Алибекмола, Жанажол, Урихтау) отложения комплекса частично или полностью были размыты в 126

предкунгурское время в результате подъема территории формирующейся Уральской складчатой системы. В северо-восточной части востока Прикаспия по артинско-ассельскому комплексу отложений имеет место Остансукский платформенный прогиб изоклинального типа, простирающийся вдоль Ащисайского разлома с севера на юг от ст.Джурун до площади Алибекмола, где замыкается.

Гжельско-верхнеподольский карбонатный комплекс КТ-I на поднятиях Жанажол, Алибекмола, Вост.Мортук, Жагабулак, Урихтау, Синельниковская представлен светло-серыми известняками и доломитами. Среди них располагаются 4 продуктивных горизонта – 2 газоносных и 2 нефтеносных мощностью 20-50м с открытой пористостью 6,5-30,3%, проницаемостью $(0,05-3,34) \cdot 10^{-12} \cdot \text{м}^2$ и нефтенасыщенностью 77-97%. На Жанажол и Алибекмоле среди карбонатов наблюдаются прослои ангидритов и аргиллитов. Дебит фонтанных притоков нефти составляет 16-111 м³/сут., конденсата 28,5-96 м³/сут. и газа 211 тыс. м³/сут.

Каширско-верхневизейский комплекс имеет распространение на Алибекмолинской, Жанажольской, Лактыбайской, Кенкиякской и частично Коздысайской тектонических ступенях, где сложен светло-серыми и серыми органогенно-обломочными и хемогенными известняками и доломитами. Западнее Кенкиякской и Коздысайской ступеней не прослеживается, так как карбонаты замещаются нижней гамма-активной пачкой. По данным ГИС и глубокого бурения в карбонатах КТ-II полного разреза выделяется 10 литолого-стратиграфических горизонтов мощностью до 70м, к которым в определенных структурных условиях приурочены нефтегазовые пласты-коллекторы, разделяемые непроницаемыми хемогенными афанитовыми карбонатами. Продуктивные пласты характеризуются открытой пористостью 6,5-18,5%, проницаемостью $(0,06-2,2) \cdot 10^{-12} \cdot \text{м}^2$ и нефтенасыщенностью до 95%. Дебит нефти изменяется от нескольких до 343 м³/сут. через 5 мм штуцер (Кокбулак), газа до 180 тыс. м³/сут. при упруговодонапорном режиме.

Седиментация карбонатов КТ-I и КТ-II происходила в окислительных условиях неглубокого прибрежного шельфа при относительно активной гидродинамической деятельности. В предкаширское время на отдельных площадях восточного Прикаспия (Жанажол, Кожасай, Тускум) осадки КТ-II выходили из

под уровня моря и подверглись размыву. Об этом свидетельствует отсутствие на ряде площадей отложений мелекесского, черемшанского и частично прикамского горизонтов башкирского яруса, где отложения верейского горизонта московского яруса эрозионно перекрывают карбонаты частично прикамского и северокельтменского горизонтов. В раннеподольское время, в виде небольшой клиноформы в пределы Алибекмолинской и Жанажольской ступеней поступал песчано-глинистый материал, сносимый с Южного Урала и Мугоджар, а в позднекаменноугольную эпоху в различной степени начали откладываться ангидритизированные карбонаты. Структурные формы карбонатов (валы, поднятия) являются тектоническими и существенно отличаются от седиментационных рифогенных построек по своей геометрии, морфологии и органическим остаткам, т.е. на восточной окраине впадины барьерные рифы и рифогенные постройки не имели место, что вполне надежно подтверждается сейсморазведкой МОГТ и многочисленными пробуренными глубокими скважинами.

Тульско-нижнетурнейский комплекс имеет широкое площадное распространение в восточной части Прикаспия. Во вскрытом скважинами разрезе залежи и нефтепроявления установлены в стратиграфическом диапазоне в интервале глубин 3747-5885м, где выделяются 10 продуктивных (нефтеносных) пластов. Нефтеносные песчаники и алевролиты мощностью 15-55м с гранулярным типом коллекторов, имеющих открытую пористость 8,9-19% и более при проницаемости $(0,23-2,8) \cdot 10^{-12} \cdot \text{м}^2$ и нефтенасыщенности 65-90%. По данным ГИС коэффициент пористости составляет 5,2-30,5%. Промышленная нефтеносность отложений комплекса установлена на Жанатане, Лактыбае-Кокбулаке, Кожасае. Дебит нефти на Кокбулаке достигал 343 м³/сут. при 5 мм штуцере с АВПД, а нефтепроявления отмечались на Зап.Кожасае, Вост.Акжаре, Курсае, Каратюбе и Терешковской.

Комплексные промыслово-геофизические исследования (ГИС) методами БКЗ, КС, ПС, БК, АК, НГК, ГК и ДС с учетом геологических материалов позволяют в разрезе отложений комплексов надежно выделить нефтеносные горизонты и провести уверенную корреляцию глубоких скважин, пробуренных на месторождениях и разведочных площадях. Выделяемые нефтенос-

Физико–химические свойства нефтей подсолевых
месторождений востока Прикаспия

ные горизонты являются каротажными реперами и уверенно распознаются на диаграммах ГИС. На диаграммах электрокаротажа они характеризуются повышенным сопротивлением до 22-30 Ом·м при отрицательном значении ПС 10-18 мВ.

Нефти комплексов характеризуются различными физико-химическими свойствами (таблица №1). При этом артинско-ассельский, гамма-активные пачки и тульско-нижнетурнейский комплексы отложений по проведенным детальным геохимическим, геотермическим и катагенетическим исследованиям, выполненным О.В.Барташевич, Р.А.Твердовой и В.И.Горшковым, являются нефтематеринскими с сингенетичными залежами углеводородов, а карбонатные комплексы КТ-I и КТ-II содержат эпигенетичные (вторичные) залежи, образовавшиеся за счет миграции из нефтематеринских отложений.

Залежи нефти в подсолевых месторождениях нефтегазовых комплексов характеризуются водонапорным и упруговодонапорным режимами. Подошвенные и приконтурные подземные воды водоносных горизонтов нефтяных месторождений хлоркальциевого типа – по В.А.Сулину представляют собой рассолы различной минерализации и метаморфизации, где в солевом составе преобладают хлориды натрия (таблица №2). Пластовые воды в определенной концентрации содержат йод, бром, бор, аммоний, гелий, аргон, литий, стронций, азот и углекислый газ. В состав вод входят также водорастворенные органические вещества-нафтеновые и органические кислоты, бензол, толуол, спирты, эфиры, фенол. В подземных водах КТ-I и КТ-II в различной концентрации содержится сероводород. В ряде случаев содержание йода, лития и стронция в водах артинско-ассельского комплекса и КТ-II имеют промышленную концентрацию.

Водоносные горизонты на диаграммах ГИС характеризуются невысокими значениями КС до 10-15 Ом·м при ПС в 10-20 мВ и пониженным ГК.

Газонасыщенность подошвенных и приконтурных вод на месторождениях артинско-ассельского комплекса составляет 1400-2500 см³/л (Кенкияк, Курсай) при метановом (до 94,8%) составе газа. Законтурные воды имеют азотно-метановый состав газа (до 54%) при газовом факторе 450-1000 см³/л (Самбай, Киндысай).

№ п/п	Показатели состава нефти	Нефтегазовосные комплексы				
		C ₁₁ -C _{1v2} tl	КТ-I	КТ-II	Гамма-пачек	P _{1a} - P _{1ar}
1	Плотность при 20 ⁰ С, кг/м ³	815-878	804-886.8	807-903	826,1-894	808,8-901,8
2	Молекулярная масса	227-240	148-261	203-281	169-241	178-228
3	Кинематическая вязкость при 20 ⁰ С, сСт	7,78-23,36	4,9-47,5	2,3-15,84	6,4-20,2	4,9-28,2
4	Температура, ⁰ С: вспышки застывания	9-14 -10	1-37 до -36	до -30 до -35	1-16 до -16	3-25 до -25
5	Содержание, %: серы парафина смола асфальтенов кокса	0,07-0,28 1,26-4,57 2,95-7,13 0,08-1,80 0,31-0,82	1,56-1,72 1,1-4,3 до 11,5 0,6-2,7 0,66-1,1	0,55-1,64 2,0-7,4 2,2-28,0 0,33-1,02 –	0,1-0,29 0,6-5,81 8,6-12,0 0,8-8,2 –	0,1-1,67 0,88-4,66 11,6-44,0 0,12-14,6 до 9,74
6	Начало кипения, ⁰ С	47-72	32-110	36-130	56-118	42-120
7	Выход фракций, %: до 100 ⁰ С 200 ⁰ С 300 ⁰ С	5,0-6,6 28,2-37,4 41,0-61,0	1,0-11,0 9,2-41,5 18,2-70,4	до 8,4 20,9-34,6 46,4-64,8	до 6,4-8,5 34,0-36,2 58,0-67,1	до 4,0 22,0-37,0 46,0-59,0
8	Элементарный состав, %: углерода водорода кислорода азота	84,0-86,07 12,0-12,05 0,13-1,54 0,2-0,7	84,6-86,4 12,65-14,91 0,15-0,2 0,14-0,72	83,3-86,2 11,17-14,58 0,12-0,15 0,06-0,13	84,1 13,2 0,07 0,2	86,14-86,38 13,15-13,6 0,07-0,25 0,09-0,12

Газонасыщенность вод КТ-I в зонах ГВК и ВНК достигает 3100-9000 см³/л, уменьшаясь от кровли к подошве горизонта (Урихтау, Жанажол, Алибекмола), а в законтурных составляет 980-1250 см³/л.

Газонасыщенность вод КТ-II в зоне ВНК 5300-5800 см³/л, уменьшаясь от кровли пласта к подошве (Жанажол, Кенкияк, Алибекмола), а в законтурных не превышает 600-800 см³/л.

Газонасыщенность подземных вод тульско-нижнетурнейского комплекса на месторождениях не изучена, т.к. ВНК не вскрывался. Законтурные воды (Вост. Тортколь, Жилансаид) 130

имеют газонасыщенность до 640 см³/л при азотно-метановом составе газа.

Таблица 2

Физико-химические свойства подземных вод подсолевых месторождений и площадей востока Прикаспия

№ п/п	Показатели качества	Нефтегазоносные комплексы			
		P _{1a} -P _{1ar}	КТ-I	КТ-II	C ₁ V ₂ -t ₁
1	Минерализация, г/л	101,3-204,7	94,3-180,9	92,3-192,1	147,1-182,0
2	Удельный вес, г/см ³	1,05-1,08	1,06-1,11	1,06-1,09	1,11-1,12
3	Содержание, г/л:				
	натрия	23,3-94,3	26,6-35,9	33,6-61,3	68,9-76,8
	калия	0,1-0,5	0,1-0,3	0,1-0,3	—
	кальция	1,3-3,7	3,6-8,5	1,1-3,2	0,5-3,0
	магния	0,1-0,6	0,1-1,7	0,2-2,5	0,05-0,2
	железа	0,01-0,1	до 0,4	до 0,1	—
	хлора	37,7-69,7	54,1-65,5	57,3-93,6	94,9-101,4
4	сульфатов	0,7-2,1	0,4-2,1	0,1-2,5	0,1-1,9
	гидрокарбонатов	0,1-0,4	до 0,4	0,1-1,3	до 0,1
4	Тип воды	Cl-Ca	Cl-Ca	Cl-Ca	Cl-Ca
5	Газонасыщенность, см ³ /л	450-2500	980-9000	200-5800	до 640
6	Коэффициенты:				
	r(Na:Cl)	0,73-0,96	0,74-0,96	0,79-0,95	0,84-0,90
	r(SO ₄ :100) Cl	0,5-3,9	2,3-3,8	0,2-2,4	0,5-1,4
	r(Cl-Na) Mg	3,8-4,3	1,1-2,2	2,04-3,79	2,5-3,2
	r(Ca:Mg)	1,44-3,76	0,9-1,3	1,3-3,2	0,6-1,2
	r(CL:Br)	226-846	437-477	215-889	до 395

Характеристика месторождений

Подготовку площадей (поднятий) по подсолевым отложениям, на которых были открыты месторождения нефти и газа, детальной сейсморазведкой МОГТ в основном проводила Актюбинская и частично Турланская геофизические экспедиции. Комплекс промыслово-геофизических исследований скважин, испытание в процессе бурения, выделение во вскрытом разрезе продуктивных горизонтов с определением коэффициентов пористости, проницаемости и нефтенасыщенности, а также мощности пласта с выдачей заключения и определением литолого-

стратиграфического разреза осуществляла Актюбинская экспедиция геофизических исследований скважин (начальник Калинин М.Ф.).

Кенкиякское многопластовое нефтяное месторождение залежами в артинских-ассельских песчано-глинистых отложениях и в карбонатах КТ-II приурочено к одноименному поднятию западной части Кенкиякской тектонической ступени у зоны глубинных разломов (рис. 2).

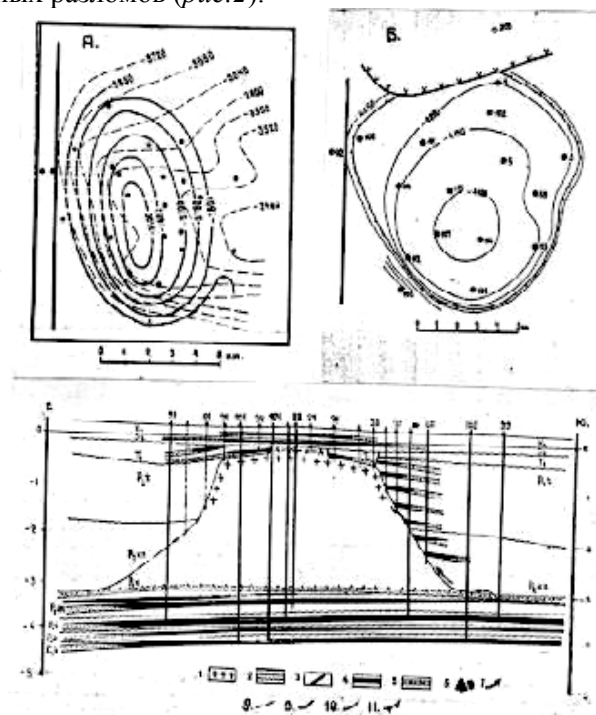


Рис.2. Кенкиякское месторождение. Структурные карты: А – по кровле второго нефтеносного горизонта артинского яруса; Б – по кровле коллектора КТ-II и геологический профиль. Составил И.Б.Дальян.

1 – каменная соль; 2 – геологические границы; 3 – тектонические нарушения; 4 – нефтеносные горизонты; 5 – водоносные горизонты; 6 – пробуренные скважины; 7 – направление миграции нефти из подсолевых отложений; 8 – изогипсы по горизонту П₁; 9 – изогипсы по артинскому нефтеносному горизонту; 10 – изогипсы по кровле коллектора КТ-II; 11 – водонефтяной контакт.

По кровле – поверхности артинских отложений (отражающий горизонт П₁) Кенкиякское поднятие не выделяется, имеет место структурный залив с общим воздыманием пород в восточном направлении. По каротажным реперам ГИС, приуроченным к продуктивным горизонтам артинско-ассельских отложений и КТ-II, устанавливается поднятие субмеридионального простирания размерами 9,3х5,4 км при амплитуде 250-60 м соответственно. Поднятие является унаследованным по более древним отложениям и постседиментационным – по А.Л. Яншину и др., образовавшимся в конце артинского века.

Во вскрытом скважинами разрезе установлены залежи нефти в песчаниках и алевролитах нижней перми и в карбонатах КТ-II. В артинских отложениях выделяются три промышленных залежи, в сакмарских – четыре, в ассельских – одна и одна во вскрытой части КТ-II [33]. Продуктивные нижнепермские горизонты с коллекторами порового и порово-трещинного типа имеют открытую пористость 9,2-18,3% при проницаемости до $1,4 \cdot 10^{-12} \cdot \text{м}^2$ и нефтенасыщенности до 86%.

Дебит нефти из артинских отложений составляет до 51 м³/сут., сакмарских – 3,5-120 м³/сут. через 6 мм штуцер и ассельских до 25 м³/сут. через 4 мм штуцер, карбонатов КТ-II до 120 м³/сут. через 6 мм штуцер, из терригенно-сульфатных прослоев (линз) кунгура 35 м³/сут. В целом нефти артинско-ассельских отложений имеют газовый фактор 196,4-313,5 м³/м³, пластовое давление 51,6-73,5 МПа с АВПД, температуру до 87⁰С. ВНК не установлен.

По кровле карбонатов КТ-II поднятие меридионального простирания имеет округлую форму (рис.2), оконтуривается изогипсой –4250м с размерами 11х12,5 км при амплитуде более 150м. Свод поднятия расположен в южной части и очерчивается изогипсой –4100м с размерами 2,2х2,5 км.

Разрез карбонатов КТ-II скважинами вскрыт на неполную мощность, а лишь частично. Во вскрытом разрезе высота нефтяной залежи составляет 144м, продуктивные горизонты приурочены к поровым, порово-трещинным и частично порово-каверновым пластам с открытой пористостью 9,6-16,2%, проницаемостью $(0,5-5,29) \cdot 10^{-12} \cdot \text{м}^2$ и нефтегазонасыщенностью до 88%. Дебит до 16,8 м³/сут. через 7 мм штуцер. Пластовое давление 64,4-80 МПа, газовый фактор 223-347 м³/м³, температура 89-90⁰С, ВНК на –4226м.

Подошвенные воды хлоркальциевого типа плотностью 1,064-1,071 г/м³ при минерализации 119 г/л. Воды напорные и самоизливающиеся с дебитом до 19,5 м³/сут. через 6 мм штуцер [20]. Запасы нефти по категории С₁ в количестве 28,46 млн.тонн утверждены в ГКЗ при СМ СССР. Месторождение подготовлено к промышленной разработке. Нефтеносные горизонты более глубоких отложений карбона и девона не изучены.

Кроме того, на месторождении Кенкияк имеется залежь нефти в соленосной толще кунгурского яруса. Скважина 96 в 1975 году в интервале 3580-3620м вскрыла трещиноватые сульфатно-терригенные породы (линза или прослой) среди соленосной толщи, из которых фонтанный приток легкой нефти составил около 1500 т/сут. через 50 мм наконечник. В скважине 108 приток нефти с дебитом 35 м³/сут. был получен из интервала 3734-3700м. В скважине 90 нефтегазопроявления отмечались в интервале глубин 3585-3685м [33].

Залежь нефти не изучена. Однако ее запасы могут быть дополнительным объектом эксплуатации.

Каратюбинское нефтяное месторождение с залежами нефти в артинско-ассельских и очевидно в гамма-активной пачке и в тульско-нижнетурнейских отложениях приурочено к одноименному поднятию, расположенному на западе Кекиякской тектонической ступени у Байганинского глубинного разлома (рис.3). Первооткрывательницей месторождения была параметрическая скважина 25-II, бурившаяся по геологическому проекту и обоснованию И.Б.Дальяна, согласно протокола управления «Казнефтеразведка». В процессе бурения скважины при забое 4361м произошел фонтанный выброс нефти 10-12 м³ в час, что позволило начать нефтепоисковое бурение.

По кровле – поверхности артинских отложений поднятие имеет субмеридиональное простирание и оконтуривается изогипсой –4250м с размерами 19х10 км при амплитуде более 200м. Свод поднятия очерчивается изогипсой –4050м. По более глубоким отложениям поднятие не изучено ни бурением, ни сейсморазведкой МОГТ.

Залежи нефти приурочены к песчаникам и алевролитам артинско-ассельского ярусов и характеризуются низкими фильтрационными свойствами, что обуславливает низкие притоки при испытании. В поисковых скважинах из артинских отложе-

ний в интервале глубин 4191-4619м в различных структурных условиях дебит нефти составил от 34 м³/сут. при понижении уровня до 870м до перелива 1,5 м³/сут. Из сакмарских отложений в интервале 4784-4710м – от перелива на устье 0,9 м³/сут. до 4,0 м³/сут. через 3 мм штуцер. Из гамма-активной пачки в интервале 4925-4930м перелив через 2 мм штуцер составил 0,2 м³/сут. Из тульского горизонта среднего визе в интервале 5183-5141м был получен приток нефти 0,98 м³/сут. при 2,5 мм штуцере. Интенсификация притоков не производилась, что не позволяет оценивать возможные дебиты.

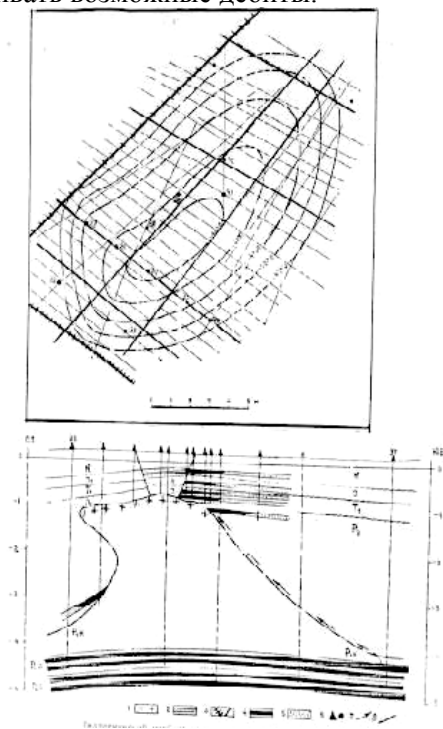


Рис.3. Каратюбинское месторождение. Структурная карта по кровле артинских отложений и геологический профиль. Составил И.Б.Дальян.

1 – каменная соль; 2 – геологические границы; 3 – тектонические нарушения; 4 – нефтеносные горизонты; 5 – водоносные горизонты; 6 – пробуренные скважины; 7 – направление миграции нефти из подсолевых отложений; 8 – изогипсы по кровле артинских отложений (горизонт П₁);

Для подготовки месторождения к разведке необходимо обработать его детальной сейсморазведкой 2Д и 3Д, после чего в оптимальных структурных условиях пробурить скважину глубиной 5500м для изучения нефтеносности гамма-активной пачки с трещинными коллекторами и тульского горизонта среднего визе. Испытание гамма-активной пачки с трещинными коллекторами проводить по методике, предложенной Г.Т. Овнатановым.

Жанажольское многопластовое нефтегазоконденсатное месторождение с залежами в КТ-I и КТ-II приурочено к одноименному поднятию субмеридионального простирания одноименной тектонической ступени. По кровле подсолевых нижнепермских отложений (отражающий горизонт П₁) наблюдается общее воздымание пород на восток в сторону Ащисайского краевого глубинного разлома. Поднятие было подготовлено к бурению Актюбинской геофизической экспедицией сейсморазведкой МОВ и МОГТ. Первооткрывательницами месторождения по КТ-I является скважина 4, а по КТ-II скважина 23, о чем указывалось выше.

По кровле КТ-I (горизонт П₂) поднятие оконтуривается стратоизогипсой –2700м с размерами 28,0x7,8 км при амплитуде более 250м и состоит из двух вершин: Жанажольской (северной) и Кунгурской (южной). Жанажольская вершина размерами по изогипсе –2550м 9,0x5,6 км при амплитуде 160м и Кунгурская протяженностью 13,5x5,0 км при амплитуде 220м. Вершины очерчиваются изогипсами –2450м и –2350м соответственно (рис.4). КТ-I согласно перекрывается песчано-глинистыми отложениями ассельского яруса нижней перми.

По КТ-II (горизонт П₂) поднятие по общей стратоизогипсе –3450м имеет размеры 29,0x8,0 км при амплитуде более 350м. Жанажольская вершина по изогипсе –3400м имеет размеры 12,2x6,0 км при амплитуде более 300м и Кунгурская при той же изогипсе 7,0x4,2 км при амплитуде более 250м.

Конфигурация поднятия по КТ-I и КТ-II идентична унаследованному строению. Западные крылья их крутые (8-10⁰) относительно восточных (4-7⁰). Между КТ-I и КТ-II залегает песчано-глинистая толща нижнеподольского горизонта московского яруса мощностью 206-433м (горизонт П₂).

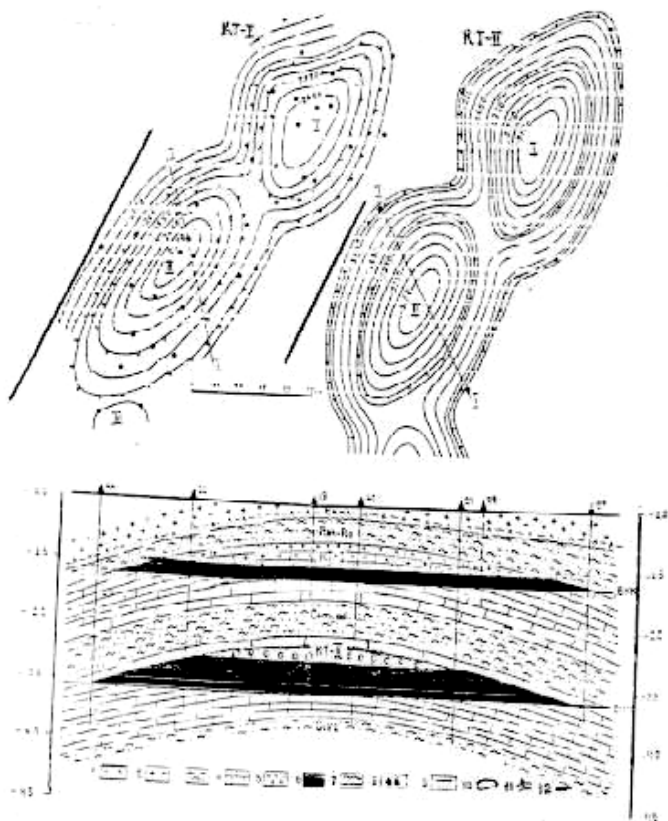


Рис.4. Жанажольское месторождение. Структурные карты по карбонатам КТ-I и КТ-II и геологический профиль. Составил И.Б.Дальян.

1 – ангидриты; 2 – каменная соль; 3 – песчано-глинистые отложения; 4 – известняки с прослоями доломитов; 5 – газовая залежь; 6 – нефтяная залежь; 7 – геологические границы; 8 – пробуренные скважины; 9 – ГНК и ВНК; 10 – изогипсы по кровле КТ-I и КТ-II; 11 – контур нефтеносности и газоносности; 12 – тектонические нарушения.

Геохимические исследования показали, что нефтеносные горизонты КТ-I и КТ-II на Жанажолке содержат эпигенетичный битум двух генераций. Битум ранней генерации тяжелый и

окисленный с темно-коричневым и коричневым цветами люминесценции. В породе он распространен локально в виде твердых комочков, прожилок и примазок, запечатанных в межкристаллическом пространстве и выделяющихся по ГК повышенной гамма-активностью. Получение в КТ-I сероводородной подземной воды при испытании интервала 3020-3050м в скважине 1, многими учеными-геологами рассматривалось как результат разрушения залежи нефти ранней генерации. Битум поздней генерации нефтяного ряда люминесцирует в светло-желтых тонах с зеленовато-голубым оттенком и повсеместно наблюдается в пластах-коллекторах с современными порами, трещинами и кавернами. Это свидетельствует о двухкратном формировании залежей в КТ-I и КТ-II, где ранее поступившая из генерирующих толщ нефть полностью окислилась и разрушилась, а поздняя – сохранилась в виде сформировавшихся современных залежей. Геохимические исследования Е.С.Глотовой и О.В. Барташевич показывают, что нефть в карбонаты Жанажола поступала из нефтематеринских отложений Кенкиякской тектонической ступени [9].

Промышленно-нефтеносными являются карбонаты КТ-I мощностью 420-548м, залегающие в своде на глубине 2565м и КТ-II мощностью 650-807м с кровлей на глубине 3390м. Залежи пластовые, сводовые с водонапорным режимом.

Нефтегазовые горизонты КТ-I приурочены к четырем пластам-пачкам светло-серых известняков и доломитов гжельского яруса верхнемосковского подъяруса. Они имеют поровые, порово-трещинные и порово-каверновые коллектора, характеризующиеся открытой пористостью 11-14%, проницаемостью до 0,173 мкм², газонасыщенностью 79-82% и нефтенасыщенностью 78-88%. Высота газоконденсатной части 203м с мощностью газонасыщенных пластов на своде 54м и на крыльях 6,8м. Нефтенасыщенные пласты высотой 90м на своде имеют мощность 45м и на крыльях 12-18м. Пластовое давление 29,1-30,3 МПа, температура 62-64⁰С. Газонефтяной контакт на абсолютной отметке -2560м, водонефтяной на -2650м. Дебит газа до 133-400 м³/сут., конденсата до 38,9 м³/сут. и нефти 148 м³/сут.

Нефтеносные горизонты КТ-II сложены в основном светло-серыми известняками каширско-протвинского горизонтов и со-

держат поровые, порово-трещинные и порово-каверновые коллектора. Поровые коллектора имеют открытую пористость 9,6-25,4% при проницаемости $(0,01-2,3) \cdot 10^{-12} \cdot \text{м}^2$, газонасыщенности 78-95% и нефтенасыщенности 63-79%. В разрезе КТ-II имеют место две продуктивные пачки: верхняя и нижняя, которые разобщены толщей непроницаемых карбонатов верейского горизонта. Верхняя пачка приурочена к каширскому горизонту нижнемосковского подъяруса, а нижняя – к башкирскому ярусу-протвинскому горизонту серпуховского яруса. Высота газовой залежи верхней пачки 265м, нефтяной 198-228м, а нижней 127м и 198-228м соответственно. Пластовое давление 36,3-39,5 МПа, температура 63,0-81,5⁰С. Газонефтяной контакт на отметке – 3375м, водонефтяной – от –3573м до –3603м. Газовый фактор 168,2-382,3 м³/ м³. Дебит нефти до 378,6 м³/сут. через 10 мм штуцер, конденсата до 103,8 м³ при штуцере 9,2 мм и газа до 219 тыс. м³ при шайбе 9,2 мм. Физико-химические свойства метаново-нафтенной нефти из карбонатов КТ-I и КТ-II приведены в *таблице №1*. Режим работы залежей КТ-I и КТ-II упруговодонапорный, а для самой верхней части КТ-I – сочетание водонапорного и газового.

Подземные подошвенные и приконтурные воды напорные хлоркальциевого типа с минерализацией 96,4-135,1 г/л при плотности 1,0692-1,0915 г/см³. Они слабометаморфизованные при $n_{\text{Na:Cl}}=0,8$, сероводородные, с содержанием йода, брома, аммония и др. в повышенных концентрациях [20].

В 1982 году Актюбинская НГРЭ закончила бурение на месторождении Жанажол и произвела подсчет запасов углеводородного сырья, представив отчет по запасам в ГКЗ при СМ СССР. По карбонатам КТ-I и КТ-II ГКЗ утвердило извлекаемые запасы нефти в количестве 117763 тыс.тонн, конденсата 26562 тыс.тонн и газа 100,4 млрд. кубометров. Месторождение находится в разработке СПНС «Актюбемунайгаз».

В феврале 1979 года мной на Специализированном ученом совете МИНХ и ГП им. И.М.Губкина была успешно защищена докторская диссертация «Глубинное строение и нефтегазонасыщенность палеозойских отложений восточной части Прикаспийской впадины и ее обрамления» [8], научные разработки которой внедрялись в производственную деятельность Актюбинской НГРЭ при проведении нефтепоисковых работ виде проектов,

обоснований и рекомендаций. В последствии были открыты новые месторождения нефти – Урихтау, Жанатан, Лактыбай, Кокбулак и др. в подсолевых отложениях. Одновременно группа ученых (академик А.Л.Яншин, доктора геолого-минералогических наук А.А.Бакиров, В.С.Мильничук и В.Л. Соколов) обратилась к министру геологии СССР Е.А. Козловскому с запиской о целесообразности бурения на востоке Прикаспия ряда глубоких скважин:

Многоуважаемый Евгений Александрович!

Прикаспийская впадина в европейской части является единственной нефтегазонасыщенной провинцией, где могут быть открыты крупные скопления нефти и газа. В ее пределах уже выявлены Астраханское газовое месторождение, а в восточной части – Кенкиякское, Бособинское, Жанажольское, Каратюбинское и Тортайское нефтяные месторождения, приуроченные к подсолевым отложениям артинско-сакмарского и среднекаменноугольного возраста.

Наиболее перспективна восточная часть впадины, где дальнейшие открытия скоплений нефти и газа связываются с подсолевыми разновозрастными отложениями, залегающими на глубинах от 2,8 до 6,5 км и вполне доступными для современного бурения. Проведенные здесь в последние годы значительные объемы региональных и детальных геолого-геофизических исследований в сочетании с глубоким бурением позволили установить региональную нефтегазонасыщенность подсолевых отложений, что обуславливает высокую перспективу для поисков крупных скоплений нефти и газа в разрезе всего подсолевого осадочного чехла. Комплексный анализ обширных геологических, геохимических, геотермических и гидрогеологических материалов, проведенный И.Б.Дальным с единых теоретических позиций и приведенный им в защищенной докторской диссертации, показывает, что в разрезе подсолевых отложений восточной части впадины существуют благоприятные геологические предпосылки для формирования и сохранения залежей нефти на глубинах до 8 км. Во вскрытом разрезе подсолевых отложений здесь выделены две глинистые нефтепродукующие толщи – артинско-позднекаменноугольного и раннекаменноугольного-позднедевонского возраста, являющиеся реальными источниками генерации углеводородов.

Мы детально ознакомились с исследованиями И.Б.Дальна, которые в научном отношении достоверны и достаточно обоснованы, и, учитывая реальные возможности открытия крупных скоплений нефти и газа в подсолевых отложениях востока Прикаспия, считаем не-

обходимо обратить Ваше внимание на целесообразность бурения в самое ближайшее время ряда глубоких скважин для промышленной оценки нефтегазоносности подсолевого осадочного чехла восточной части Прикаспийской впадины.

По нашему глубокому убеждению здесь следует пробурить три первоочередные скважины, расположенные в различных структурных условиях.

Первую скважину глубиной 8 км следует начать бурением на Кенкиякском нефтяном месторождении, расположенном в пределах Жаркамысского выступа докембрийского фундамента, для выяснения промышленной нефтегазоносности всего подсолевого осадочного чехла, где в разрезе могут быть обнаружены многопластовые залежи.

Вторую скважину глубиной 9 км необходимо пробурить на Шубаркудукской площади одноименной тектонической ступени для изучения нефтегазоносности подсолевых отложений в зоне сочленения центральной части и восточного склона впадины.

Третью скважину глубиной 7,5 км целесообразно пробурить на площади Кобланды в пределах Троицкого выступа докембрийского фундамента для оценки промышленной газоносности подсолевого осадочного чехла и к югу от гигантского Оренбургского газоконденсатного месторождения.

Бурение указанных скважин позволит получить ценнейший геологический материал по изучению глубинного строения Прикаспийской впадины и установлению промышленной нефтегазоносности ее недр, что по своей стратегической значимости будет оправданным даже с учетом пока еще дорогостоящего бурения на эти глубины.

Ранее на площадях Кенкияк и Шубаркудук были пробурены скважины глубинами 4,8 и 5,7 км. Это позволит для рекомендуемых скважин выбрать оптимальную конструкцию и технологию бурения, обеспечивающую доведение их до проектных глубин.

Рекомендуемые скважины будут располагаться в обжитых местах вблизи железнодорожных и автомобильных транспортных магистралей, что, безусловно, значительно снизит их стоимость.

Учитывая открытие в подсолевых отложениях Актюбинской области крупных месторождений нефти Кенкияк и Жанажол, а также большие прогнозные запасы в недрах восточного Прикаспия, академик А.Л.Яншин обращается к министру геологии СССР А.В.Сидоренко и Казахстана Ш.Есенову, в промышленный отдел ЦК КПСС, в секретариат ЦК КП Казахстана и лично к первому секретарю ЦК КПК Д.А. Кунаеву о целесооб-

разности и необходимости организации в г.Актыбинске самостоятельной нефтеразведочной организации с непосредственным подчинением Мингео Казахстана для поисков залежей нефти и газа в подсолевых отложениях. Одновременно первый секретарь актыбинского обкома партии В.А.Ливенцов также обращается в партийные и правительственные учреждения СССР и доказывает необходимость организации в г.Актыбинске самостоятельного производственного объединения для эксплуатации месторождений Жанажол и Кенкияк. Убедительность научно-практических доводов преодолели бюрократизм государственных чиновников и в 1981 году в г.Актыбинске были организованы ПО «Актыбинскнефть» для эксплуатации открытых месторождений и ПГО «Актыбнефтегазгеология» для нефтепоисковых работ на подсолевые отложения.

Организация ПГО «АНГГ» способствовала резкому увеличению объемов нефтепоисковых работ на подсолевые отложения, которые проводили Актыбинская, Кенкиякская и вновь созданная Жанажольская нефтегазоразведочные экспедиции. Объемы нефтепоисковых работ трех экспедиций доходили до 110000-225000 м в год при глубине скважин до 5500-6200м. Подготовку подсолевых структур под глубокое бурение сейсморазведкой МОГТ проводила в основном Актыбинская и частично Турланская геофизические экспедиции, а обслуживание бурящихся скважин – Актыбинская промыслово-геофизическая экспедиция. В результате проведенных организационных мероприятий в Актыбинской области была создана нефтедобывающая промышленность. Следует отметить и труд многонационального коллектива нефтеразведчиков, благодаря которому при круглогодичной работе в условиях летней жары до 42⁰С и зимних морозов до –40⁰С, за относительно короткое время в подсолевых отложениях востока Прикаспия было открыто 13 новых нефтяных, нефтегазоконденсатных и нефтегазовых месторождений, описание которых приводится ниже.

Урихтауское нефтегазоконденсатное месторождение с нефтяной оторочкой и залежами в КТ-I открыто в 1983 году согласно геологического проекта и обоснования И.Б.Дальяна и А.С.Посадской. Первооткрывательницей месторождения является параметрическая скважина 4-II, при испытании которой из КТ-I в интервале 2593-2630м был получен промышленный при-

ток газоконденсата с дебитом 185 тыс. м³/сут. [21]. Нефтегазонасность КТ-II с признаками нефти и более древних отложений карбона и девона не изучена.

Месторождение приурочено к одноименному поднятию субмеридионального простирания размерами 6,0x4,5 км при амплитуде более 500м и оконтуривается замкнутой изогипсой – 2900м (рис.5). Свод поднятия очерчивается изогипсой –2300м и находится у эрозионной поверхности карбонатного уступа под восточным склоном соляного штока. Западное крыло поднятия глубоко эродировано, восточное более пологое и очевидно через узкий глубокий прогиб приурочено к зоне Жанажольского разлома. По геолого-сейсмическим данным поднятие Урихтау по подсолевому комплексу пород является унаследованным – совпадением отражающих горизонтов П₂ – П₃ и образовалось в конце артинского века.

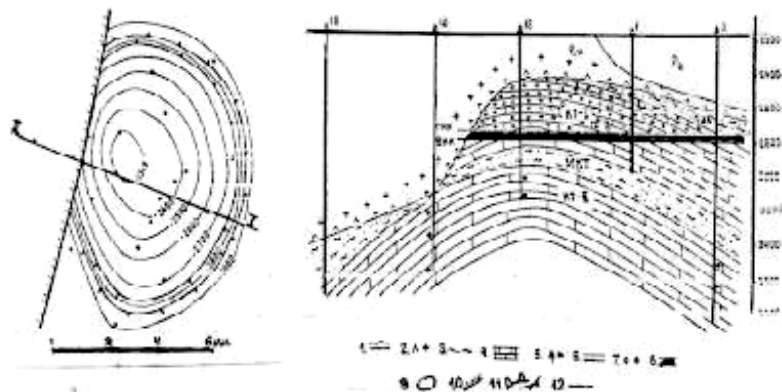


Рис.5. Урихтауское месторождение. Структурная карта по кровле КТ-I и геологический профиль.

Составил И.Б.Дальян.

1 – геологические границы; 2 – галогенно-сульфатные отложения; 3 – карбонаты; 5 – пробурены скважины; 6 – зоны ГНК и ВНК; 7 – газовая залежь; 8 – нефтеносный горизонт; 9 – изогипсы по кровле КТ-I; 10 – карбонатный уступ; 11 – ГНК и ВНК; 12- направление профиля.

Нефтегазонасными являются известняки и доломиты в КТ-I, которые с угловым несогласием перекрываются кунгурскими сульфатно-соленосными и согласно ассельскими терригенными отложениями. На своде поднятия КТ-I вскрывается скважинами на глубине 2400м и имеет мощность 317-400м, на крыльях – на глубине 2900м и ниже при мощности 453-476м. Нефтегазовые пласты характеризуются открытой пористостью 6,3-30,3%, проницаемостью $(0,01-3,35) \cdot 10^{-12} \cdot \text{м}^2$, газонасыщенностью 61,0-93,4% и нефтенасыщенностью 67-79%.

Высота газовой залежи составляет 400м при мощности газонасыщенных пластов в своде 160-164м и на крыльях 33м, а нефтяной до 63м. Газонефтяной контакт находится на отметке – 2757м, водонефтяной – на –2820м. Контакты являются несколько наклоненными с севера на юг. Пластовое давление равно 27,9-31,1 МПа, пластовая температура 57-75,3⁰С. Дебит газа при 5 мм шайбе до 150600 м³/сут., конденсата 63,1 м³/сут. и нефти при 4 мм штуцере до 110 м³/сут. [21]. По фракционной и геохимической характеристике нефть и конденсат КТ-I Урихтау аналогичны нефти и конденсату из нижнепермских отложений и КТ-II Кенкияка, а также КТ-I и КТ-II Жанажола, что свидетельствует об их генетическом единстве.

Нефтеносность КТ-II, терригенного карбона и девона не изучена.

Месторождение имеет водонапорный режим. Подошвенные воды удельного веса 1,06-1,07 г/см³ с минерализацией 70,2-98,9 г/л и газонасыщенностью 837,5 см³/л. Воды слабометаморфизованные (0,88-0,9), имеют повышенное содержание йода, брома, лития и стронция. Запасы газа в количестве 39797 млн.м³, конденсата 5686 тыс.тонн и нефти 1362 тыс.тонн утверждены в ГКЗ при СМ СССР по категории С₁. Месторождение подготовлено к освоению.

Кожасайское нефтегазоконденсатное месторождение с залежами нефти в КТ-II было открыто в 1983 году на основании обоснования И.Б.Дальяна и геологического проекта Ю.М. Гридасова и А.С. Посадской. Первооткрывательницей месторождения является параметрическая скважина 2-II, при испытании которой в интервале 3575-3558м был получен приток нефти 39,2 м³/сут. через 8 мм штуцер (рис.6).

Месторождение приурочено к одноименному поднятию

субмеридионального простирания по КТ-II с размерами 24x5 км по замкнутой изогипсе –3450м и состоит из двух вершин: северной и южной, своды которых оконтуриваются изогипсой – 3200м, при амплитуде более 100м. Поднятие ассиметричной формы с крутым западным крылом (17-19⁰), располагается западнее Жанажольского разлома на участке сочленения Кенкижской и Жанажольской тектонических ступеней.

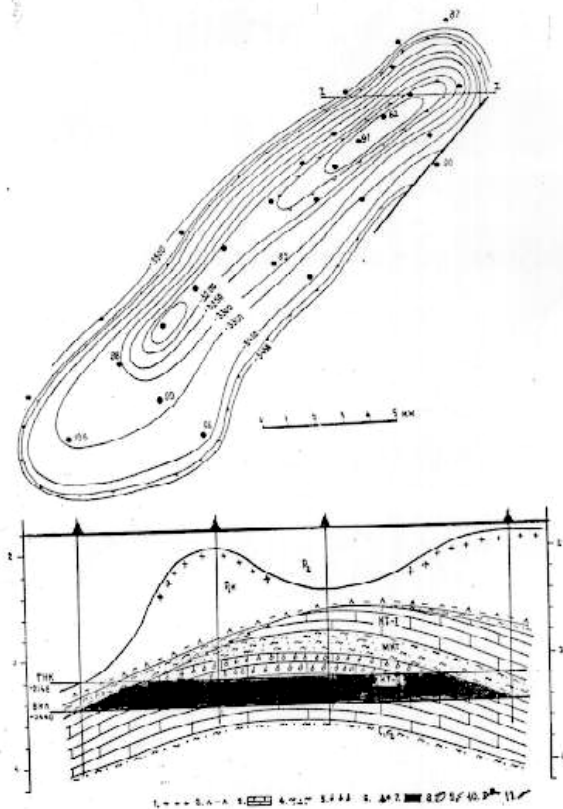


Рис.6. Кожасайское месторождение. Структурная карта по кровле КТ-I и геологический профиль.

Составил И.Б.Дальян.

1 – каменная соль; 2 –сульфатно-терригенные породы; 3 – карбонаты; 4 – песчано-глинистые отложения; 5 – газовая залежь; 6 – пробурены скважины; 7 – нефтеносный горизонт; 8 – изогипсы по кровле КТ- II; 9 – зона выклинивания КТ-I; 10 – ГНК и ВНК; 11 – тектоническое нарушение.

Промышленно нефтегазоносными являются известняки и доломиты КТ-II, состоящей из двух продуктивных пластово-сводовых залежей (пачек) с поровыми и порово-трещинными коллекторами с открытой пористостью 6,7-13,8%, проницаемостью $(0,27-5,76) \cdot 10^{-12} \cdot \text{м}^2$, газонасыщенностью 83,2% и нефтенасыщенностью до 85%. Пачки разделены прослоем плотного непроницаемого хомогенного известняка мощностью 32-58м.

К верхней пачке каширского горизонта-башкирского яруса в интервале глубин 2941-3776м на северной вершине приурочена нефтяная залежь с газовой шапкой толщиной до 160м при ГНК –3148м. Газонасыщенная мощность карбонатов до 90м, нефтенасыщенная на северной вершине 38,6м и на южной 44,8м при этаже нефтеносности 292м.

К нижней пачке нижнебашкирского подъяруса-серпуховского яруса приурочена нефтяная залежь с общим этажом нефтеносности 227м при ВНК –3440м.

Дебит нефти от 13,5 до 39,2 м³/сут. при 7мм штуцере, газа 28,2 м³/сут., газовый фактор 171-193 м³/м³, пластовое давление 35,2-37,3 МПа, температура 71-73⁰С. Режим залежей упруговодонапорный.

Подошвенные воды хлоркальциевого типа с минерализацией до 90 г/л при удельном весе 1,03-1,07 г/см³.

Запасы по категории С₁ нефти 15,55 млн.тонн, конденсата 511 тыс.тонн и газа 3136 млн.тонн утверждены в ГКЗ при СМ СССР. Месторождение подготовлено для промышленного освоения.

Нефтеносность терригенных отложений нижнего карбона не изучена, хотя в скважине ПГС-1 из нижнетурнейских отложений с интервала 5885-5855м перелив нефти на устье составил 0,3 м³/сут., а в интервале 5778-5758м получен приток нефти с дебитом 4,8 м³/сут. через 2мм штуцер.

Алибекмолинское нефтегазоконденсатное месторождение было открыто в 1986 году по геологическому проекту, составленному В.Ф.Шляпниковым и Г.Я.Кимом и рекомендации К.Х.Бакирова и др., хотя ранее на основании битуминологических исследований керна наличие залежи нефти в карбонатах КТ-I и КТ-II предполагалось [3,34]. Первооткрывательницами являются скважины 4 и 5, при испытании которых были получены притоки газа и нефти. Первая вскрыла газонефтяную за-

лежь в КТ-I, а вторая нефтяную залежь в КТ-II. Месторождение приурочено к подсолевому унаследованному приразломному по КТ-I и КТ-II поднятию, расположенному на одноименной тектонической ступени и ограниченному с запада нарушением всбросового типа амплитудой 300м (рис. 7).

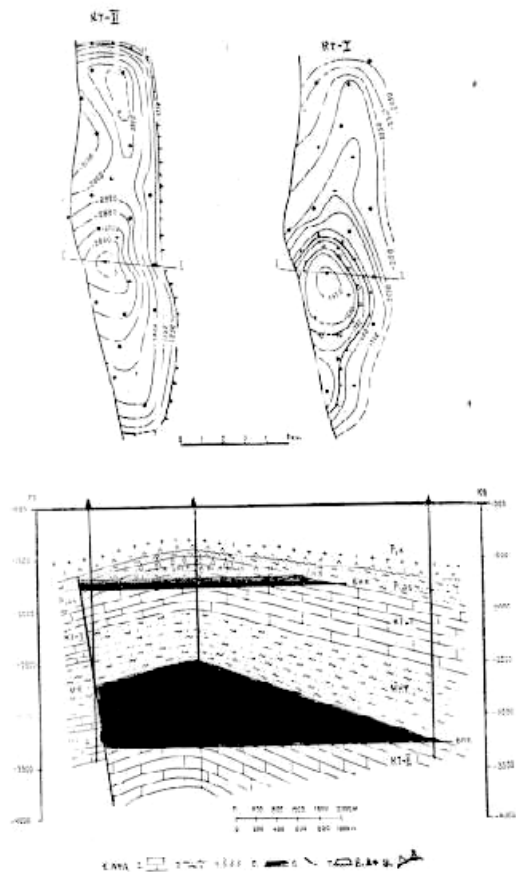


Рис.7. Алибекмолинское месторождение. Структурные карты по кровле КТ-I и КТ- II; геологический профиль. Составила Шурыгина Л.Г.

1 – галогенно-сульфатные отложения; 2 – известняки и доломиты; 3 – песчано-глинистые отложения; 4 – газовая залежь; 5 – нефтеносные горизонты; 6 – тектонические нарушения; 7 – изогипсы по кровле КТ-I и КТ-II; 8 – пробуренные скважины; 9 – зоны ГНК и ВНК.

По карбонатам КТ-I (между сейсмогоризонтами Π_2^C и Π_2^T) толщиной 300-500м поднятие оконтуривается изогипсой –2200м размерами 16,4x4 км при амплитуде 600м. Свод поднятия очерчивается изогипсой –1550м, в пределах которого КТ-I вскрываются скважинами на глубине 1836-1884м и согласно перекрываются песчано-глинистыми отложениями ассельского яруса нижней перми.

По карбонатам КТ-II (между сейсмогоризонтами Π_2 и Π_2^1) толщиной 1100м по замкнутой изогипсе –3200м поднятие имеет размеры 18,2x3,5 км при амплитуде 700м и состоит из северной и южной вершин. Северная вершина по изогипсе –2950м с размерами 4,6x1,2 км имеет амплитуду около 50м, южная – по –2950м с размерами 8,2x3,0 км при амплитуде более 300м.

Карбонаты КТ-I и КТ-II разделены между собой песчано-глинистой толщей нижнеподольского горизонта московского яруса толщиной 500-800м.

Залежи углеводородов в КТ-I и КТ-II пластово-сводовые, тектонически экранированные на западном крыле нарушением всбросового типа.

Залежи нефти и газа в КТ-I приурочены к известнякам и доломитам с коллекторами порового и порово-трещинного типа, имеющие открытую пористость 7,0-18,8%, проницаемость $(0,45-0,89) \cdot 10^{-12} \cdot \text{м}^2$ при газонасыщенности 65-94% и нефтенасыщенности 55-94%. Высота газовой залежи 75м, нефтяной 101м. Мощность газонасыщенных карбонатов изменяется от 17,6 до 36,8м, а нефтенасыщенных от 10,6 до 42,2м. ГНК проводится по изогипсе –1671м, ВНК по –1772м. Пластовое давление 17,6-18,7 МПа, температура 39,5-41⁰С. Дебит газа при 7 мм шайбе достигает 75558 м³/сут., конденсата – до 2,4 м³/сут., нефти – до 74,1 м³/сут. при газовом факторе до 200 м³/м³ на 7 мм штуцере.

Подошвенные воды хлоркальциевого типа с минерализацией 111,6-140 г/л при удельном весе 1,08-1,12 г/см³. Они слабо-метаморфизованные (0.85-0,93) с повышенным содержанием (мг/л): йода до 55, брома до 184 и бора до 46,5. Дебиты вод изменяются от 1,1 до 46,1 м³/сут.

Залежь нефти в КТ-II приурочена к известнякам порового, порово-трещинного и частично порово-кавернового типа с открытой пористостью 7,5-17,5%,

проницаемостью $(0,44-3,8) \cdot 10^{-12} \cdot \text{м}^2$ при нефтенасыщенности 45-94%. Высота залежи 636м состоит из двух пластов, ВНК по которым проводится по изогипсе –3300м. Первый пласт имеет нефтенасыщенную толщину 2,2-72,2м, второй – от 3,8 до 88м. Пластовое давление 31,4-35 МПа, температура 65-73⁰С. Дебит нефти в фонтанирующих скважинах до 259 м³/сут. через 10 мм штуцер, в нефонтанирующих дебит нефти 0,28-1,92 м³/сут. при динамических уровнях до 1670м. Интенсификация притоков производилась недостаточно.

Подошвенные и законтурные воды хлоркальциевого типа с минерализацией 68,9-97 г/л и удельным весом 1,041-1,065 г/см³. Дебит вод от 0,32 до 1,23 м³/сут. при динамических уровнях до 1773м.

Запасы по категории С₁ составляют: нефти 54,12 млн.тонн, конденсата 13 тыс.тонн и газа 650 млн.м³.

Режим работы залежей упруговодонапорный. Месторождение находится в промышленной разработке.

По более древним отложениям терригенного карбона и девона месторождение не изучено.

Синельниковское нефтяное месторождение было открыто в 1987 году скважиной 5, давшей при испытании интервала 2780-2815м (КТ-I) дебит нефти 47 м³/сут. Месторождение приурочено к поднятию по КТ-I и КТ-II, строение которого сейсморазведкой не достаточно изучено. В связи со сложившимися территориальными условиями сейсморазведка и глубокое бурение проводились только в западной части площади, имеющей изометричное глубинное строение. Восточная часть поднятия изучена сейсморазведкой МОГТ, но бурение разведочных скважин не проводилось.

Залежи нефти приурочены к КТ-I и КТ-II, где карбонаты имеют поровые и порово-трещинные коллектора с открытой пористостью 9,9-15,2% и проницаемостью $0,135 \cdot 10^{-12} \cdot \text{м}^2$ при нефтенасыщенности до 89%. Дебит нефти в КТ-II в интервале 3664-3654м составлял 0,75 м³/сут. при переливе, а в КТ-I в интервале 2780-2862м он изменялся от 1,4 до 47 м³/сут. через 5 мм штуцер. Интенсификация не проводилась. ВНК не определялся. Запасы оцениваются в 2,96 млн.тонн в западной части.

Подошвенные воды в скважинах 2 инт.2980-3016м и 8 инт.2902-2865м хлоркальциевого типа с минерализацией до 93

г/л при удельном весе 1,041 г/см³, дебит до 125,5 м³/сут. при понижении уровня на 105м, пластовое давление 30,2 МПа, температура 73⁰С.

Месторождение находится в разработке. Для завершения разведочного бурения целесообразно провести детальную сейсморазведку МОГТ и 3Д с тем, чтобы изучить восточную часть и месторождение в целом с последующим проведением буровых работ.

Восточно-Акжарское совместно с **Курсайским** месторождением нефти приурочено к довольно крупному подсолевому поднятию изометричной формы, расположенному в пределах Жаркамысского выступа байкальского фундамента [34]. Первооткрывательницей месторождения является скважина 1, бурившаяся по геологическому проекту С.Г.Даумова. В данной скважине в 1989 году из пород нижней гамма-активной пачки в интервале 5074-5049м фонтанный приток нефти через 50 мм накопник составил 1440 м³/сут., а через 28 мм штуцер дебит нефти был 743 м³/сут. и газа 493 тыс.м³/сут. при пластовом давлении 931 атм. Столь большой дебит обусловлен наличием в гамма-активной пачке коллекторов трещинного типа и расположением скважины у зоны Байганинского глубинного разлома (рис.8).

Глубинное строение поднятия, его форма, размеры и амплитуда детальной сейсморазведкой изучено недостаточно. По данным пробуренных в различных условиях глубоких скважин однозначно выявить глубинное строение поднятия пока не представляется возможным (имеется несколько вариантов его строения).

По поверхности подсолевых отложений (горизонт П₁) наблюдается моноклиальный подъем пород в восточном направлении, на фоне которого имеют место небольшие структурные осложнения амплитудой до 75м. По кровле тульских отложений среднего визе (горизонт П₁²) вырисовывается изометричная трехвершинная приподнятая зона, оконтуривающаяся изогипсой –4950м и сопровождаемая тектоническими нарушениями амплитудой до 150м и трещиноватостью пород.

Месторождение является многопластовым с нефтепроявлениями и залежами, приуроченными к прослоям песчаников и алевролитов тульского горизонта и карбонатно-кремнисто-терригенных гамма-активных пачек, ассельского, сакмарского и 150

артинского ярусов с поровыми, порово-трещинными и трещинными коллекторами, из которых получены различные притоки нефти. Испытание скважин методически проводилось недостаточно квалифицировано без учета трещинного типа коллектора в гамма-активной пачке. Интенсификация притоков производилась недостаточно успешно, хотя в ряде скважин при испытании имелись притоки нефти.

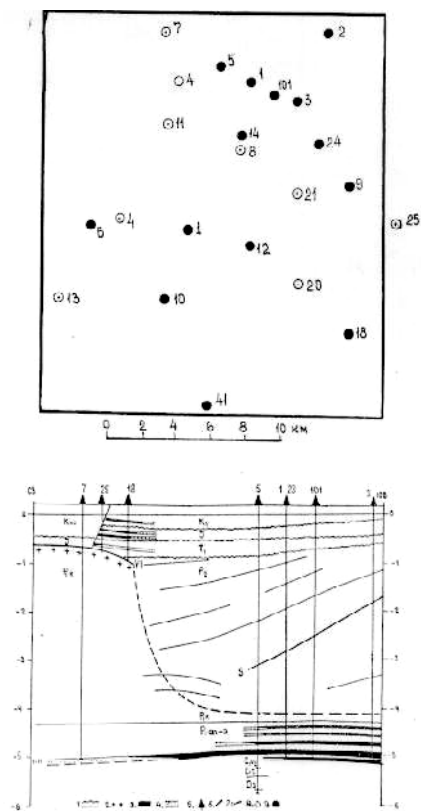


Рис.8. Месторождение Восточный Акжар-Курсай. Схема расположения скважин; геологический профиль.

Составил И.Б.Дальян.

1 – геологические границы; 2 – каменная соль; 3 – нефтеносные горизонты; 4 – водоносные горизонты; 5 – пробуренные скважины; 6 – тектоническое нарушение; 7 – сейсмический горизонт; 8 – скважины без признаков нефти в гамма-активной толще; 9 – скважина с нефтью в гамма-активной толще.

По данным пробуренных на Восточном Акжаре-Курсае глубоких скважин притоки нефти были получены:

- из артинских отложений от небольшого перелива до 8,2 м³/сут. при 3 мм штуцере при коэффициенте пористости по ГИС 12,8-24,5% и нефтенасыщенности 34,2-62,5%;
- из сакмарских отложений приток нефти составил от 0,05 до 1,2 м³/сут. через 2,5 мм штуцер при Кп=10,7-18,3% и нефтенасыщенности до 58,3-64,4%;
- из ассельских отложений дебит нефти изменялся от 0,3 м³/сут. при переливе до 27 м³/сут. через 4 мм штуцер при Кп=12-22,9% и нефтенасыщенности 44-69,9%;
- из гамма-активных пачек приток нефти в основном составил от 0,16 при Нср=1121,5м до 19,76 м³/сут. через 2 мм штуцер при Кп=16-20,6%, нефтенасыщенности 59,7-69,6% и пластовом давлении до 925,2 атм;
- из тульских отложений среднего вize приток нефти до 0,79 м³/сут. через 3 мм штуцер при Кп=12,1-18,4% и нефтенасыщенности 48,4-58,2%.

Приведенные данные могли быть более значимыми, если бы более успешно при испытании проводилась интенсификация притоков.

В целом запасы нефти по категории С₁ определены в количестве 5696 тыс. тонн и в общем, очевидно, занижены.

Отдельные участки месторождения подготовлены к промышленному освоению.

Фонтанный приток нефти в 1440 м³/сут. через 50 мм накопчик показал, что такой дебит из пласта с терригенными поровыми коллекторами на глубине более 5000м не может быть получен. Подобные дебиты присущи породам с трещинными коллекторами, что подтвердилось при бурении скважины 101. Бурение и испытание этой скважины, проведенное «Актюбмунайгазом», подтвердило наличие в гамма-активной пачке трещинных коллекторов с высокодебитной нефтью. В процессе проведения профилактических работ на скважине был получен приток нефти от 20 до 50 м³/сут. через 5 мм штуцер, а позже когда в миниатюре была применена методика Г.Т.Овнатанова по испытанию трещинных коллекторов, дебит нефти увеличился до 100 м³/сут. Нефтепроявления из гамма-активной пачки наблюдались в ряде пробуренных скважин, испытанных по об-

щей методике. Так, в скважине 1 из интервала 5040-5013м дебит нефти при 3 мм штуцере составил 7,5 м³/сут., в скв.3 – 19,76 м³/сут. (инт.5074,3-5045,5м, штуцер 2 мм), в скв.2 – 2,4 м³/сут. (инт.5083-5110м, штуцер 2,5мм) при пластовом давлении 925,2 атм., в скв.9 из интервала 4996-5020м наблюдался перелив нефти в количестве 0,045 м³/сут. удельного веса 877 кг/м³, в скв.10 из интервала 5050-5070м получена вода с нефтью в количестве 0,86 м³/сут. удельного веса 828 кг/м³, в скв.12 в интервале 5066-5079м приток технической воды с нефтью составил 0,4 м³/сут. и т.д.

Судя по пробуренным скважинам, на площади Вост.Акжар-Курсай-Каратюбе основным нефтеносным горизонтом является гамма-активная пачка с трещинными коллекторами и при квалифицированном испытании по методу Г.Т.Овнатанову можно будет получить промышленные дебиты. По-нашему мнению с учетом фактического материала по бурению – испытанию скважин в различных имеющихся структурных условиях запасы нефти в гамма-активной пачке на Вост.Акжаре-Курсае могут составить десятки миллионов тонн. Для их реализации необходимо на площади провести целенаправленную сейсморазведку ЗД для изучения глубинного строения по гамма-активной пачке. Литологическая характеристика и физические свойства пород пачки резко отличаются от покрывающих песчано-глинистых отложений ассельского яруса нижней перми и от подстилающих тульского горизонта среднего визе. Поэтому кровля гамма-активных пачек мощностью до 235м должна являться четким отражающим горизонтом и надежно выявляться сейсморазведкой. После обработки сейсмоматериалов в установленных оптимальных структурных условиях необходимо пробурить скважину глубиной 5500м, пройдя с отбором керна гамма-активную пачку, испытать ее на нефтеносность строго по методике Г.Т.Овнатанова, и вскрыть отложения тульского горизонта на большую мощность.

Месторождение нефти Ташир было открыто в 1989 году скважиной 221, бурившейся по проекту Л.Н.Перевезенцева. Месторождение приурочено к поднятию по КТ-II с размерами по изогипсе –4400м 3,5х2,2 км при амплитуде более 100м, при-мыкающему с запада к Бозобинскому глубинному разлому.

При испытании КТ-II в интервале 4621-4647м был получен

приток воды дебитом 57,6 м³/сут. через 3 мм штуцер с минерализацией 38,4 г/л при удельном весе 1,08 г/см³. Пластовое давление 77 МПа.

При испытании ассельских отложений в интервале 4528-4544м дебит нефти составил 2,7 м³/сут. через 3 мм штуцер.

При испытании кунгурских отложений в интервале 3167-3221м и 3910-4023м был получен приток воды хлоркальциевого типа с минерализацией 199,4 г/л с газом метанового состава (88-89%). Газонасыщенность воды 3420 м³/м³. Пластовое давление до 70,8 МПа.

Месторождение в разведке. Необходимо провести детальную сейсморазведку МОГТ и ЗД, чтобы изучить глубинное строение поднятия и оценить его возможную нефтеносность

Лактыбайское нефтяное месторождение было открыто в 1992 году. Геологический проект и обоснование были составлены И.Б.Дальяном и Н.В.Горяевой. Первооткрывательницей месторождения является скважина 27, при испытании которой из верхней части тульского горизонта среднего визе в интервале 3960-3983м фонтанный приток нефти составил 92 м³/сут. через 5 мм штуцер (рис.9), [22].

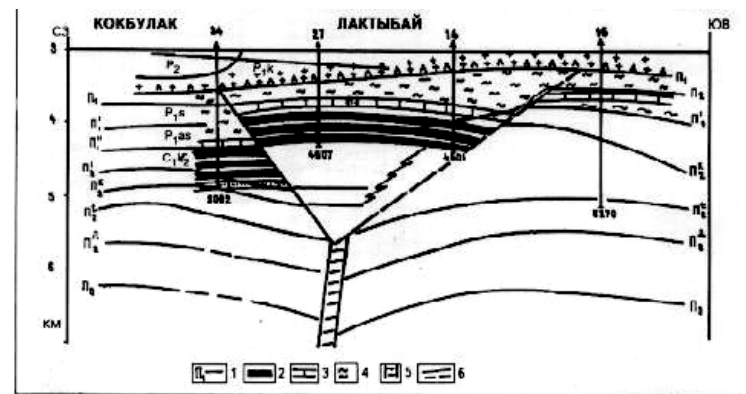


Рис.9. Месторождение Лактыбай. Геологический профиль. Составил И.Б.Дальян.

1 – пробуренные скважины; 2 – отражающие горизонты; 3 – нефтяные горизонты; 4 – карбонаты; 5 – песчано-глинистые отложения; 6 – Лактыбайский глубинный разлом; 7 – тектонические нарушения; 8 – геологические границы.

Месторождение по КТ-II (горизонт П₂) и средневизейским отложениям (горизонт П₁₂) приурочено к горстовому участку, расположенному над одноименным глубинным разломом. По данным сейсмических исследований МОГТ, проведенных Актюбинской геофизической экспедицией и с учетом пробуренных глубоких скважин это типичная надразломная структура (поднятие) субмеридионального простирания с размерами по изогипсе –3900м 10,6х2,1 км при амплитуде более 200м. С запада поднятие ограничено нарушением амплитудой до 600м, отделяющим его от Кокбулакского поднятия, а с востока – амплитудой до 250м. С юга и с севера поднятие ограничено широтными тектоническими нарушениями. Интерпретация материалов проведенной сейсморазведки МОГТ геофизиками проводится неоднозначно, что приводит к различным структурным построениям.

Залежи нефти в основании КТ-II характеризуются поровыми и порово-трещинными коллекторами с открытой пористостью 7,9-10,1% и проницаемостью до $0,2 \cdot 10^{-12} \cdot \text{м}^2$ при нефтенасыщенности 45-62%. Дебит нефти до 0,84 м³/сут. при самоизливе. ВНК не установлен.

Залежи нефти в тульском горизонте среднего визе приурочены к песчаным пластам с прослойками аргиллитов с поровыми и порово-трещинными коллекторами. Открытая пористость их составляет 8,9-16,9% при проницаемости до $0,5 \cdot 10^{-15} \cdot \text{м}^2$. Скважиной 37 (по данным ГИС и керна), в интервале глубин 3860-5090м вскрыто 3 нефтеносных горизонта толщиной 10-46м, проявлявшихся в процессе бурения. Из горизонта в интервале 3954-3980м дебит нефти при 5 мм штуцере составил 288 м³/сут. и газа 13,5 тыс. м³. Общий газовый фактор для месторождения 54,4-46,9 м³/м³. Пластовое давление 557,9-660,5 МПа, температура 74-86⁰С. ВНК не установлен, т.к. подземные воды не были вскрыты.

Площадь нефтеносности тульской залежи не определена, параметры для подсчета запасов не изучены, подсчет запасов нефти и растворенного газа не составлен. Месторождение находится в эксплуатации с 2000 года. Ориентировочные запасы нефти оцениваются в 5,6 млн.тонн.

Кокбулакское нефтяное месторождение было открыто в 1994 году скважиной 34, бурившейся по геологическому проек-

ту И.Б.Дальяна и Н.В.Горяевой. Месторождение меридионального простирания не детализировано сейсморазведкой. Предварительные размеры по изогипсе –4500м 12х6 км при амплитуде более 200м и с востока примыкает к разлому, отделяющего его от месторождения Лактыбай (рис.9). Сейсморазведкой МОГТ месторождение недостаточно изучено.

Скважина 34 на южной периклинали поднятия в интервале 4550-5005м вскрыла в тульских отложениях нефтеносные горизонты мощностью 20-44м. При испытании интервала 4532-4612м был получен промышленный приток нефти дебитом 54 м³/сут. В скважине 32 на северной периклинали поднятия из интервала 4560-4524м дебит нефти через 5 мм штуцер составил 34,8 м³/сут. и газа 2,8 тыс. м³. ВНК не установлен. Ориентировочные запасы могут быть до 8 млн.тонн.

Месторождение находится в разработке. Его строение необходимо изучить сейсморазведкой ЗД, что позволит дать промышленную оценку с подсчетами запасов.

Жанатанское нефтяное месторождение открыто в 1990 году по геологическому проекту И.Б.Дальяна и С.И.Дубовенко. Первооткрывательницей являлась скважина 5, в которой из КТ-II при испытании интервала 3635-3657м дебит нефти через 8 мм штуцер составил 20 м³/сут. Месторождение является надразломным и приурочено к линейному меридиональному поднятию, ограниченному с востока и запада, а также с юга тектоническими нарушениями.

Залежи нефти приурочены к поднятию размерами по изогипсе –3900м 14х2,6 км при амплитуде более 500м и залегают в КТ-II и в отложениях тульского горизонта среднего визе.

В КТ-II залежи в интервале 3734-3657м расположены в известняках с открытой пористостью 8,5-12,1% и проницаемостью до $0,35 \cdot 10^{-12} \cdot \text{м}^2$ при нефтенасыщенности до 82%. Дебит нефти от 1,4 до 20 м³/сут. при пластовом давлении 38-39 МПа.

Залежь нефти в тульских песчаных отложениях с открытой пористостью 6,2-13,5%, проницаемостью до $0,156 \cdot 10^{-12} \cdot \text{м}^2$ и нефтенасыщенностью до 78% установлена в интервале глубин 3868-3994м. В скважине 7 из трех испытанных нефтеносных горизонтов дебит нефти составил 6,6-8 м³/сут. через штуцер 2-3 мм. Пластовое давление 59-60 МПа, температура 80⁰С. ВНК не установлен. В скважине 41 из интервала 3776-3826м, представ-

ленного песчаниками и алевролитами, получен дебит нефти 15 м³/сут. через 2 мм штуцер.

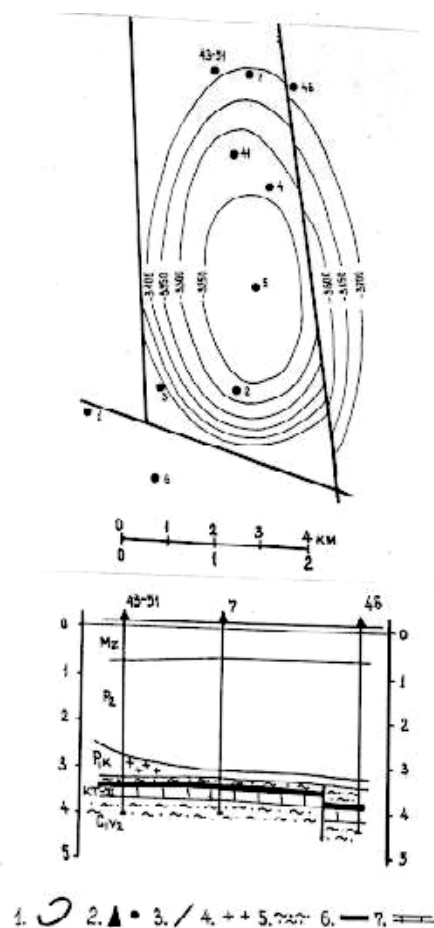


Рис.10. Жанатанское месторождение. Структурная карта-схема по 1-й гамма-пачке; геологический профиль. Составил И.Б.Дальян.
1 – изогипсы по кровле 1-й гамма-пачке; 2 – пробуренные скважины; 3 – тектонические нарушения; 4 – каменная соль; 5 – песчано-глинистые отложения; 6 – гамма-активная пачка; 7 – карбонаты КТ-II.

Общие запасы по месторождению, поставленные на учет в 1992 году по категории С₂, составляют 4032,6 тыс.тонн.

Месторождение находится в разведке.

Месторождение Восточный Мортук открыто в 1991 году скважиной 1 по геологическому проекту В.Ф.Шляпникова с обоснованием Б.А.Огая. Месторождение приурочено к био-гермной постройке – по Б.А.Огаю субмеридионального прости- рания с размерами по оконтуривающей изогипсе –4600м 11x4,6 км при амплитуде более 600м. Вершина очерчивается изогип- сой –4000м. По нашему мнению, с учетом сейсморазведки МОГТ, это обычное платформенное поднятие. Для окончатель- ного изучения глубинного строения структуры необходимо провести сейсморазведку 3Д. Залежи углеводородов приуроче- ны к КТ-II. ВНК не установлен.

В скважине 1 из интервала 4495-4455м и 4376-4307м был получен периодически фонтанирующий приток нефти удельно- го веса 876 кг/м³ с дебитом 5 м³/сут. При испытании интервала 4230-4216м дебит конденсата и нефти удельного веса 790-805 кг/м³ через 3 мм штуцер составил 14,9 м³/сут. и газа 25 тыс. м³/сут. Пластовое давление 61 МПа.

В скважине 2 в интервале 4646-4543м дебит нефти был 5 м³/сут., а в интервале 3913-3888м из известняков с открытой пористостью 8,5% дебит нефти удельного веса 837 кг/м³ через 5 мм штуцер составил 15,3 м³/сут. и газа 4,8 тыс. м³. Пластовое давление 60 МПа.

Ориентировочные запасы по категории С₁+С₂ составляют 3,7 млн.тонн.

Месторождение находится в разведке.

Месторождение Южный Алибек в КТ-II было открыто в 1993 году скважиной 29, бурившейся по геологическому проек- ту Алибекмолы.

Залежь нефти тектонически экранированная и приурочена к полусводовому поднятию, примыкающему с юго-запада к тек- тоническому нарушению южной части западного крыла подня- тия Алибекмола. По кровле КТ-II полусвод оконтуривается изог- гипсой –3400м с размерами 5,5x2,7 км при амплитуде более 300м. Сводовая часть очерчивается изогипсой –3100м.

Юж.Алибек по кровле КТ-II по сравнению с Алибекмолой опущен на 600м.

В скважине 29 при испытании интервалов 3745-3740м и 3716-3678м был получен промышленный приток нефти плотностью 847 кг/м³ с дебитом 46 м³/сут. и газа 7,5 тыс.м³/сут. через 6 мм штуцер. Физические свойства нефтяного пласта не изучены. ВНК не установлен.

Предварительный подсчет запасов нефти по участку скв.29, произведенный по общепринятой методике с использованием параметров КТ-II месторождения Алибекмола, составил 2 млн.тонн. Месторождение находится в разработке.

Месторождение нефти Восточный Жагабулак было открыто в 1991 году скважиной 211, бурившейся по геологическому проекту, составленному Л.Н.Перевезенцевым. Месторождение по КТ-II приурочено к небольшому опущенному блоку (мульде) с изогипсой по кровле –4100м, примыкающему к северо-западной части поднятия Алибекмола по тектоническому нарушению. Размер блока не установлен.

Высота залежи в карбонатах, вскрытая скважиной 213 в интервале 3375-5178м составляет 1803м. При испытании нижней части карбонатов был получен приток воды. В интервале глубин 4630-4695м из трех горизонтов был получен приток воды с нефтью 378-400 м³/сут. Получение нефти и воды очевидно связано с тем, что в опущенном блоке эпигенетическая нефть в карбонатах является остаточной и подвергается разрушению. При испытании трех нефтеносных по керну пластов в интервале глубин 4522-4588м приток нефти плотностью 833 кг/м³ через 6 мм штуцер составил 107 м³/сут. Периодически с нефтью частично поступала вода. Выше по разрезу имеют место, по данным ГИС, несколько нефтеносных горизонтов различной мощности, при испытании которых в процессе бурения скважины пластоиспытателем на трубах в интервале 3390-4450м был получен приток нефти.

Месторождение находится в разведке. Для изучения строения и размеров нефтяного блока необходимо провести детальную сейсморазведку 2Д с тем, чтобы оценить промышленную значимость месторождения и его запасы.

Кроме перечисленных выше месторождений в подсоловых отложениях востока Прикаспия признаки нефти и нефтепроявления отмечались:

- в артинско-ассельском комплексе на площадях Остансук, Арансай, Кумсай и Южный Мортук;
- в КТ-II на Бактыгарыне, Жанатане-II и Аккудуке;
- в гамма-пачке на Терешковской и Караулкельдах;
- в терригенном нижнем карбоне на Жилансаиде, Тортколе и Караулкельдах.

Это свидетельствует о возможности открытия новых месторождений. Геологические проекты с обоснованием на бурение скважин на указанных площадях в основном составлялись автором совместно с Г.М.Шурыгиным и С.И. Дубовенко.

Интенсивность открытия подсоловой нефти началась после организации в 1981 году в г.Актобе ПГО «Актюбнефтегазгеология», проводившего нефтепоисковые и разведочные работы на подсоловые отложения. Открытые к настоящему времени на землях актюбинщины месторождения являются лишь частью большой подсоловой нефти, которая по научным прогнозам имеется в недрах на глубинах до 6-7 км и составляет несколько миллиардов тонн, как это в последние годы определила комиссия Госплана СССР.

Благодаря открытию актюбинскими нефтеразведчиками месторождений подсоловой нефти, в Актюбинской области была создана нефтедобывающая промышленность, с истоками которой связаны имена А.Л.Яншина и В.А.Ливенцова.

В настоящее время в Актюбинской области государственных (казахстанских) нефтеразведочных организаций нет. Поиски, разведку и эксплуатацию ранее открытых актюбинскими нефтеразведчиками месторождений ведут иностранные фирмы и совместные предприятия. За девятилетний срок их работы в области было открыто в надсоловых отложениях месторождение Сайгак французской фирмой «Эльфнефтегаз» (бурение проводила Жанажольская НГРЭ). Очевидно за указанный срок актюбинские нефтеразведчики, имея отработанную и научно-обоснованную методику поисков и разведки, могли бы открыть 2-3 новых месторождения нефти.

Литература

1. Арабджи М.С., Васильев Ю.М., Гальянова Т.И. и др. Глубинное строение восточной части Прикаспийской впадины в связи с перспективами нефтегазоносности. Недра, М., 1978, с.272.

2. **Геология и нефтегазоносность восточной части Прикаспийской впадины и ее обрамлений.** Гостоптехиздат, М., 1962, с.367.

3. **Дальян И.Б.** Битуминологическая характеристика палеозойских пород восточной прибортовой зоны Прикаспийской впадины. Информация №20 Мингео КазССР, вып.7.Алма-Ата, 1970, с.2-4.

4. **Дальян И.Б., Куанышев А.К.** Первый промышленный приток нефти из подсоловых пород на восточной окраине Прикаспийской впадины. Вестник АН КазССР, 1974, №4, с.53-58.

5. **Дальян И.Б.** Новые данные о глубинном строении и нефтеносности подсоловых пород восточной прибортовой части Прикаспийской впадины. Нефтегазовая геология и геофизика, 1975, №6.

6. **Дальян И.Б., Посадская А.С.** Вещественный состав и нефтеносность подсоловых отложений восточной окраины Прикаспийской впадины. Бюлл.МОИП, отд.геол, т.52, 1977, №2.

7. **Дальян И.Б., Попонина Л.М.** Палинологическое обоснование стратиграфии нижнепермских отложений восточной прибортовой зоны Прикаспийской впадины. Изв.вузов, Геология и разведка, 1977, №11.

8. **Дальян И.Б.** Глубинное строение и нефтегазоносность палеозойских отложений восточной части Прикаспийской впадины и ее обрамления. Докторская диссертация, МИНХ и ГП, 1978, с.372.

9. **Дальян И.Б., Барташевич О.В., Горшков В.И.** Геохимические особенности подсоловых нефтегазоносных отложений восточной части Прикаспийской впадины и ее обрамления. Вестник АН КазССР, 1981, №11, с.16-22.

10. **Дальян И.Б.** Геотермический режим глубоководных горизонтов подсоловых отложений восточной части Прикаспийской впадины в связи с нефтегазоносностью. Вестник АН КазССР, 1979, №9, с.42-46.

11. **Дальян И.Б.** Нефтеносность подсоловых отложений восточной части Прикаспийской впадины. Нефтегазовая геология и геофизика, 1980, №7.

12. **Дальян И.Б., Токаев Ю.Г., Трохименко М.С.** Нефтегазоносность карбонатных отложений восточной части Прикаспийской впадины. Геология нефти и газа, 1980, №8.

13. **Дальян И.Б.** Некоторые закономерности скопления нефти и газа в карбонатных породах востока Прикаспийской впадины. Вестник АН КазССР, 1982, №9.

14. **Дальян И.Б., Посадская А.С., Трохименко М.С.** Нефтеносность подсоловых нижнепермских терригенных отложений востока Прикаспийской впадины. Вестник АН КазССР, 1983, №6.

15. **Дальян И.Б., Волкова Т.П., Горшков В.И. и др.** Катагенез органического вещества подсоловых пород восточного Прикаспия в связи с нефтегазоносностью. В кн: «Осадочные бассейны и их нефтегазоносность», Наука, М., 1983.

16. **Дальян И.Б.** Коллекторские особенности подсоловых нефтегазоносных комплексов восточного Прикаспия. Наука, М., 1985, с.69-77.

17. **Дальян И.Б., Булекбаев З.Е.** Особенности глубинного строения и нефтегазоносность подсоловых отложений восточной части Прикаспийской впадины. Тр.МИНХ и ГП, вып.190, М., 1985, с.47-54.

18. **Дальян И.Б.** Геологические предпосылки нефтеобразования и нефтенакопления в подсоловом комплексе восточной окраины Прикаспийской впадины. Вестник АН КазССР, 1986, №8, с.62-69.

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

20. **Дальян И.Б.** Подземные воды подсоловых нефтегазоносных комплексов восточной окраины Прикаспийской впадины. Советская геология, 1987, №8, с.109-113.

21. **Дальян И.Б., Булекбаев З.Е., Гридасов Ю.М. и др.** Нефтегазовое месторождение Урихтау. Изв.АН КазССР, сер.геол, 1990, №6, с.52-57.

22. **Дальян И.Б., Булекбаев З.Е., Нурсултанова С.Н.** Первый промышленный приток нефти из терригенных отложений нижнего карбона на востоке Прикаспия. Вестник АН КазССР, 1991, вып.1, с.47-49.

23. **Дальян И.Б., Булекбаев З.Е.** Нефтегазовые комплексы подсоловых отложений восточной окраины Прикаспийской впадины. Геология нефти и газа, 1993, №10, с.4-10.

24. **Дальян И.Б.** О нефтеносности подсоловых отложений восточной окраины Прикаспийской впадины на больших глубинах. Геология нефти и газа, 1996, №2, с.4-8.

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

26. **Дальян И.Б., Ахмедшина Л.З.** Терригенные отложения нижнего карбона востока Прикаспия в связи с нефтегазоносностью. Геология нефти и газа, 1998, №3, с.31-35.

27. **Дальян И.Б.** Седиментационные подсоловые комплексы восточной окраины Прикаспийской впадины в связи с нефтегазоносностью. Нефть и газ Казахстана, 1999, №1(5), с. 30-44.

28. **Дальян И.Б.** Нефтегазоносность подсоловых отложений восточной окраины Прикаспийской впадины. Нефть и газ Казахстана, 1999, №2(7), с. 53-62.

29. **Дальян И.Б.** Особенности формирования подсоловых приразломных поднятий восточной окраины Прикаспия в связи с нефтегазоносностью. Нефть и газ, Алматы, 2001, №3, с. 46-49.

30. **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.

31. **Дальян И.Б., Головкин А.Ю.** Нефтеносная кремнисто-глинисто-карбонатная формация восточного Прикаспия. Урал.геолог.журнал, Екатеринбург, 2003, №1(31), с.17-23.

32. **Дальян И.Б., Головкин А.Ю.** О возможности залежей углеводородов на больших глубинах в подсоловых отложениях восточного Прикаспия. Урал.геолог.журнал, Екатеринбург, 2002, №6(30), с.17-24.

33. **Дальян И.Б.** Кенкиякское многопластовое месторождение нефти. Нефть и газ, 2000, №3, с.40-48.

34. **Есенов И.Е., Дальян И.Б.** Перспективы поисков крупных месторождений нефти и газа в подсолевых породах восточной окраины Прикаспийской впадины. Вестник АН КазССР, 1973, №3.

35. **Проничева М.В., Дальян И.Б.** Новейшая активность глубинных разломов восточной части Прикаспийской впадины и их выражение в рельефе. Геоморфология, 1979, №2.

36. **Сельский В.А.** Соляные купола и связь их с нефтью. ОНТИ НКТП, М-Л, 1936.

37. **Справочник по нефтяным месторождениям СССР.** ОНТИ НКТП, М-Л, 1938.