

УДК(55+553.98)524.1

© Д. чл. УАГН Дальян И.Б., Головки Ю.Н., Головки А.Ю.,
Уксигенов С.Р., Клоков Ю.В.

ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ ФОРМИРОВАНИЯ ЗАЛЕЖЕЙ ГАЗА И НЕФТИ В КАРБОНАТНЫХ ПОРОДАХ ВОСТОКА ПРИКАСПИЯ

Актюбинский университет «Дуние», Актюбинск

© Daljan I.B., Golovko Ju.N., Golovko A.Ju., Uksigenov S.R.,
Klockov Ju.V.

GEOLOGICAL PECULARITIES OF GAS AND OIL ACCUMULATIONS FORMING IN CARBONACEOUS ROCKS OF EAST PRECASPIAN

На востоке Прикаспия регионально распространены три нефтегазоносных комплекса морских подсолевых отложений, содержащих залежи нефти:

- артинско-ассельский песчано-глинистый молассовой формации;
- гжельско-верхневизейский карбонатный шельфовый, состоящий из двух разновозрастных толщ – верхней гжельско-верхнеподольской (КТ-I) и нижней каширско-верхневизейской (КТ-II), разделенных нижне-подольскими песчано-глинистыми отложениями московского яруса;
- тульско-нижнетурнейский граувакковой формации [3,5].

При этом отложения артинско-ассельского и тульско-нижнетурнейского комплексов имеют широкое площадное распространение и являются нефтематеринскими, способными генерировать углеводороды (УВ), что установлено детальными геохимическими исследованиями. Отложения этих комплексов на месторождениях (Кенкияк, Бозоба, Вост.Акжар, Лактыбай, Кокбулак, Жанатан, Вост.Кожасай) и на поисково-разведочных площадях (Арансай, Кумсай, Курсай, Каратюбе и др.) содержат

пластово-сводовые сингенетичные залежи нефти с АВПД и различной газонасыщенностью. Залежи свободного газа углеводородного состава в отложениях комплексов при поисково-разведочных работах пока нигде не обнаружены.

Карбонатный гжельско-верхневизейский комплекс известняков и доломитов состоит из двух разновозрастных толщ. Отложения КТ-I и КТ-II неширокой полосой в 12-45 км окаймляют восток Прикаспия, где уверенно трассируются сейсморазведкой МОГТ и выделяются промыслово-геофизическими исследованиями (ГИС). К западу от этой полосы карбонаты сейсморазведкой и бурением не прослеживаются, так как фациально замещаются разновозрастными глубоководными аналогами, четко выделяющимися на каротажных диаграммах повышенной гамма-активностью до 42 мкр/час. Карбонаты в северной части Кенкиякской, Жанажольской и Алибекмолинской тектонических ступеней содержат вторичные (эпигенетические) пластово-сводовые и массивные сводовые залежи нефти и газа, образовавшиеся за счет миграции из нефтематеринских отложений.

Глубинное строение всех нефтегазовых месторождений на тектонических ступенях северной части восточной прибортовой зоны Прикаспийской впадины изучено региональными сейсмическими исследованиями различных модификаций (КМПВ, РНП, МОВ) и детальной сейсморазведкой МОГТ, выполненной Актюбинской и Турланской геофизическими экспедициями, а также бурением глубоких разведочных скважин с подсчетом запасов нефти и газа, которое выполняли Актюбинская, Жанажольская и Кенкиякская нефтегазоразведочные экспедиции. Кроме того, на месторождениях Кенкияк, Жанажол, Алибекмола, Кожасай и Синельниковское выполнена сейсморазведка 3Д (рис.1).

Артинско-ассельский комплекс песчано-глинистых отложений на месторождениях Кенкияк, Вост.Акжар, Курсай и др. в интервале глубин 3880-4808 м содержит пластово-сводовые залежи нефти с АВПД.

На Кенкиякском многопластовом нефтяном месторождении в артинско-ассельском комплексе содержится семь нефтеносных горизонтов мощностью 8-60 м. Горизонты приурочены к песчаникам и алевролитам порового и порово-трещинного

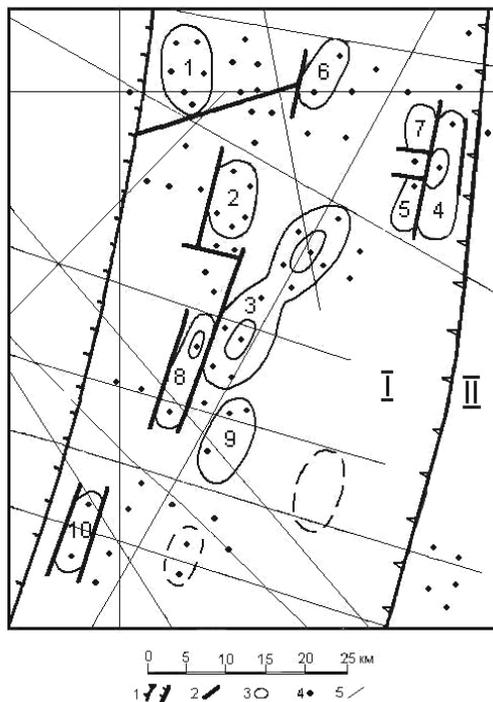


Рис.1. Схема расположения месторождений газа и нефти в карбонатных породах востока Прикаспия.

1 – Ацисайский и Бозобинский глубинные разломы; 2 – разломы и тектонические нарушения в подсолевых породах; 3 – контуры месторождений; 4 – отдельные пробуренные глубокие скважины; 5 – региональные сейсмические профили МОГТ.

Цифрами обозначены месторождения:

1 – Кенкияк; 2 – Урихтау; 3 – Жанажол; 4 –Алибекмола; 5 – Южн.Алибек; 6 – Вост.Мортук; 7 – Вост.Жагабулак; 8 – Кожасай; 9 – Синельниковское; 10 – Жанатан.

I – восточная прибортовая зона Прикаспийской впадины;

II – Сакмарский тектонический покров.

типа с открытой пористостью 9,2-18,3% и проницаемостью до 1412,7 мД при нефтенасыщенности до 86%. Нефть плотностью 808,8-838,4 кг/м³ характеризуется газонасыщенностью 196,4-313,5 м³/м³ при давлении насыщения 28,12 МПа и пластовом 51,6-73,5 МПа. Дебит нефти до 136 м³/сут через 8 мм

штуцер. В скв.93 из интервала 4229-4242 м свободный дебит нефти составил 900-1000 м³/сут. Утвержденные запасы нефти по месторождению составляют 5448 тыс.тонн.

Тульско-нижнетурнейский комплекс отложений содержит промышленные запасы нефти в интервале глубин 3868-5890 м на Вост.Кожасае, Жанатане, Кокбулаке, Лактыбае и обильные нефтепроявления на Вост.Акжаре, Курсае и Каратюбе.

На Лактыбайском нефтяном месторождении в скважине 37 из песчано-алевролитового пласта в интервале 3954-3980 м дебит нефти плотностью 815-826,3 кг/м³ составил 285 м³/сут через 5 мм штуцер и газа 13,9 тыс.м³/сут при давлениях (МПа): трубном – 27,2; затрубном – 28,2 и пластовом 70,8 (т.е. АВПД). Газовый фактор пластовой нефти 134 м³/м³ при давлении насыщения 31,3 МПа.

На Кокбулакском нефтяном месторождении в скважине 32 в интервале 4540-4560 м дебит нефти плотностью 858,7 кг/м³ через 5 мм штуцер составил 238,8 м³/сут и газа 10,9 тыс.м³/сут при трубном давлении 9,8 МПа, затрубном 19,6 МПа и пластовом МПа. Газонасыщенность пластовой нефти 54,7 м³/м³.

На Вост.Кожасае в скважине ПГС-1 дебит нефти плотностью 817 кг/м³ из интервала 5841-5855 м через 4 мм штуцер был 3,6 м³/сут.

Карбонатный комплекс КТ-I и КТ-II западнее меридиана Аккудук-Ташир-Кенкияк-Жанатан-Вост.Тортколь по опорным отражающим горизонтам П₂^С и П₂ сейморазведкой МОГТ не прослеживается и глубокими скважинами не вскрывается. Западнее площади своего распространения карбонаты КТ-I и КТ-II последовательно фациально замещаются возрастными глубоководными аналогами в две гамма-активные пачки, сложенные глинисто-кремнисто-карбонатными отложениями, которые отлагались в резко восстановительных условиях и по геохимическим исследованиям являются нефтематеринскими, способными генерировать УВ. На Восточно-Акжарском нефтяном месторождении в скважине 1 из аналогов КТ-II в интервале 5049-5074 м дебит нефти плотностью 812 кг/м³ составил 1200 м³/сут через 50 мм наконечник.

Гжелско-верхнеподольская толща карбонатов КТ-I распространена только на Жанажольской и Алибекмолинской тек-

тонических ступенях восточной прибортовой зоны Прикаспийской впадины на месторождениях Жанажол, Урихтау, Вост. Мортук, Алибекмола, Жагабулак, Синельниковское, где сложена светло-серыми известняками и доломитами с прослойками аргиллитов, а на Жанажоле в верхней части распространены ангидриты.

Урихтауское газоконденсатное месторождение с нефтяной оторочкой находится в северной части Жанажольской ступени и приурочено к одноименному поднятию субмеридионального простирания с размерами 6,0x4,5 км при амплитуде более 500 м и оконтуривается по изогипсе -2900 м. С западной части месторождение тектонически-экранированное сбросом. Газонефтеносные пласты приурочены к поровым и порово-трещинным коллекторам с открытой пористостью 6,3-30,3% и проницаемостью до $3,35 \cdot 10^{-12} \cdot \text{м}^2$ при газонасыщенности до 94% и нефтенасыщенности до 79%.

Массивная газовая залежь высотой более 460 м при мощности КТ-I 543 м вскрывается на глубине 2464 м при мощности газонасыщенных пластов 160-164 м в своде и 33 м на крыльях. Мощность газонасыщенных пластов по данным ГИС составляет 336 м, нефтенасыщенных 63 м. ГНК и ГВК проходят по отметке -2752 м, ВНК – по -3440 м при общем наклоне с севера на юг. Пластовое давление 27,9-31,1 МПа, температура 57-75⁰С. Дебит газа достигает 400000 м³/сут при содержании конденсата 658 г/м³, конденсата 63,1 м³/сут и нефти до 110 м³/сут через 4 мм штуцер при газовом факторе 27,5-412 м³/м³ и давлении насыщения 27,9-31,1 МПа. Утвержденные промышленные запасы составляют: газа 39797 млн.м³, конденсата 5686 тыс.т и нефти 1362 тыс.т.

На Жанажольском нефтегазоконденсатном месторождении размерами 28x7,8 км при амплитуде более 250 м по изогипсе -2700 м, имеются две вершины – северная Жанажольская и южная Кунгурская, которые оконтуриваются изогипсой -2650 м. Глубина залегания КТ-I 2300 м, где располагаются 2 газовых и 2 нефтяных пласта при мощности карбонатов 420-548 м. Высота газоконденсатной части 203 м при мощности газонасыщенных пластов на своде 54 м и на крыльях 6 м. Газонасыщенность составляет 82%, открытая пористость 11-14%, проницаемость 0,173 мкм², газонефтяной контакт по изо-

гипсе -2560 м. Высота нефтяной залежи до 105 м при нефтенасыщенной мощности пласта до 20 м и нефтенасыщенности до 88%. Газонасыщенность нефти в пластовых условиях 263,3-302 м³/м³ при давлении насыщения 29,15 МПа. ВНК по -2650, -2663 м. Пластовое давление 29,1-30,3 МПа, температура 62-64⁰С. Дебит нефти до 148 м³/сут, газа до 140 тыс.м³/сут при содержании конденсата 283 г/м³ и конденсата до 38,9 м³/сут. Запасы газа по промышленной категории 27979 млн.м³, конденсата 13210 и нефти 47478 тыс.т. С запада месторождение ограничено разломом. По КТ-I месторождение гипсометрически на 164 м выше Урихтауского.

Алибекмолинское нефтегазоконденсатное месторождение расположено на одноименной ступени и приурочено к меридиональной складке размерами по КТ-I 16,4x4 км при амплитуде 600 м по оконтуривающей изогипсе -2200 м, ограниченной в западной присводовой части взбросовым нарушением амплитудой 300 м. Карбонаты КТ-I имеют мощность до 471-546 м и в своде вскрываются на глубине 1836 м. Высота газовой залежи 75 м, нефтяной 101 м при мощности газонасыщенных пластов 17,6-36,8 м и нефтенасыщенных 10,6-42,2 м. ГНК проводится по изогипсе -1671 м, ВНК по -1772 м. Залежи нефти и газа пластово-сводовые, тектонически-экранированные и приурочены к порово-трещинным коллекторам с открытой пористостью 7-18,8% и проницаемостью $(0,45-0,89) \cdot 10^{-12} \cdot \text{м}^2$ при газонасыщенности до 94%. По КТ-I месторождение по отношению к Жанажольскому приподнято на 464 м. Пластовое давление 18,7 МПа, температура 39,5-41⁰С. Дебит газа при 7 мм диафрагме до 75558 м³/сут, конденсата 24 м³/сут и нефти до 74,1 м³/сут при газонасыщенности в пластовых условиях 224 м³/м³ при давлении насыщения 24,78 МПа. Запасы по категории С1 составляют: газа 650 млн.м³, конденсата 650 тыс.т и нефти 864 тыс.т.

На Синельниковском нефтяном месторождении из карбонатов КТ-I в скважине 5 из интервала 2780-2815 м был получен приток нефти с дебитом 47 м³/сут. Газовая залежь не установлена. Залежь нефти приурочена к поровым и порово-трещинным коллекторам с открытой пористостью 9,9-15,2% и проницаемостью $0,135 \cdot 10^{-12} \cdot \text{м}^2$. ВНК не определен. Месторождение в целом не доразведано. Оперативные запасы составляют

2,96 млн.т.

Каширско-верхневизейская карбонатная толща КТ-II имеет более широкое площадное распространение и западнее Кенкиякской и частично Коздысайской тектонических ступеней сейсморазведкой МОГТ не прослеживается и глубокими скважинами не вскрывается. Разрез карбонатов КТ-II не полный. На Жанажоле, Алибекмоле, Синельниковской и др. площадях отсутствуют отложения мелекесского и черемшанского горизонтов башкирского яруса в результате выхода их из-под уровня моря и размыва. Отложения верейского горизонта московского яруса со стратиграфическим несогласием перекрывают подольские отложения нижнебашкирского подъяруса. Продуктивные горизонты КТ-II характеризуются порово-трещинными и трещинными коллекторами.

Кенкиякское нефтяное месторождение массивно-сводового типа по КТ-II имеет овальную форму меридионального простирания с размерами 12x11 км при высоте 150 м и очерчивается замкнутой изогипсой -4250 м. С запада месторождение ограничено Бозобинским, а с юго-востока Кенкиякским (по В.М.Пилифосову) разломами. Нефтяная залежь высотой 144 м при мощности КТ-II более 480 м вскрывается в своде на глубине 4350 м. Нефтяной пласт мощностью до 50 м приурочен к порово-трещинным, трещинным и частично каверновым карбонатам с открытой пористостью 9,6-30% и проницаемостью $(0,5-5,23) \cdot 10^{-12} \cdot \text{м}^2$ при нефтенасыщенности до 88%. Дебит нефти, в связи с площадной литолого-фильтрационной неоднородностью нефтяного пласта изменяется в широких пределах – от нескольких десятков до 500 м³/сут при пластовом давлении 64,4-80 МПа (АВПД) и температуре 77-90⁰С. Нефть плотностью 816,4-876 кг/м³ с промышленными запасами 23139 тыс.т характеризуется газонасыщенностью в пластовых условиях 277-350 м³/м³ при давлении насыщения 32,52 МПа. ВНК устанавливается на отметке -4226 м.

Урихтауское месторождение по кровле КТ-II, в своде вскрываемой поисково-разведочными скважинами на глубине 3197 м, имеет размеры 9x6,4 км при амплитуде 600 м и оконтуривается изогипсой -3400 м. До глубины 3650 м в карбонатах отмечались признаки нефти. При испытании скважин промышленных притоков нефти не получили возможно из-за

того, что бурение скважин проводилось на утяжеленных буровых растворах. По кровле КТ-II Урихтауское месторождение гипсометрически приподнято над Кенкиякским на 1153 м.

Жанажольское пластово-сводовое месторождение субмеридионального простирания по КТ-II имеет две вершины: северную – Жанажольскую и южную – Кунгурскую с общими размерами 29x8,2 км при высоте более 350 м и оконтуривается изогипсой -3450 м. Жанажольская вершина размерами 12,2x6 км при высоте более 300 м и Кунгурская – 7x4,2 км с амплитудой более 200 м и очерчивается изогипсой -3400 м.

КТ-II мощностью до 807 м в своде вскрывается на глубине 3390 м и содержит две продуктивные толщи (пачки) карбонатов Г и Д, разделенные непроницаемыми хемогенными карбонатами. Продуктивные карбонаты характеризуются порово-трещинными, трещинными и частично каверновыми коллекторами с открытой пористостью 9,6-25,4%, проницаемостью $(0,01-2,3) \cdot 10^{-12} \cdot \text{м}^2$, газонасыщенностью 75-95% и нефтенасыщенность 82-89%.

Верхняя пачка Г на северной Жанажольской вершине содержит газовую залежь высотой 315 м при ГНК на отметке -3383 м, а на южной Кунгурской нефтяную залежь с общим ВНК по абсолютной отметке -3575 м. Высота нефтяной залежи 190 м, нефтенасыщенная толщина 7,8-55 м, газонасыщенная до 30 м. Газонасыщенность пластовой нефти составляет 246-373 м³/м³ при давлении насыщения 35,04 МПа. Пластовое давление 37,5 МПа, температура 71⁰С. Дебит нефти до 281 м³/сут при 5 мм штуцере, газа до 219,2 тыс.м³/сут при содержании конденсата 614 г/м³ и конденсата 13,4 м³/сут. Утвержденные запасы по промышленным категориям нефти общие 21416,6 тыс.т, газа 44664 млн.м³, конденсата 27979 тыс.т.

Нижняя пачка Д нефтеносная. Газонасыщенность пластовой нефти в разных структурных условиях 208-268 м³/м³ при давлении насыщения 27,02-29,01 МПа. Пластовое давление 39,6 МПа, температура 81⁰С. Дебит нефти до 116 м³/сут. Промышленные запасы нефти составляют 101316 тыс.т, газа 34498 млн.м³.

Алибекмолинское месторождение с залежью нефти в КТ-II массивного типа вскрывается на глубине 2753 м и гипсометрически приподнято над Жанажольским на 637 м. Месторожде-

ние приурочено к поднятию меридионального простирания размерами 18,2x3,5 км по оконтуривающей изогипсе –3200 м при альтитуде 700 м с общей мощностью карбонатов КТ-II до 1145 м, состоящих из двух продуктивных пачек с ВНК на отметках соответственно -3300 м и -3200 м. Залежи нефти тектонически-экранированные в западной присводовой части взбросовым нарушением амплитудой до 300 м. Нефтенасыщенная мощность продуктивных пачек 722 м и 88 м. Пачки характеризуются порово-трещинными, трещинными и каверновыми коллекторами с открытой пористостью 7,5-17,5%, проницаемостью $(0,44-3,8) \cdot 10^{-12} \cdot \text{м}^2$ и нефтенасыщенностью до 95%. Пластовое давление 31,4-35 МПа, температура 63-75⁰С. Дебиты нефти плотностью 822-835 кг/м³ в фонтанирующих скважинах до 269 м³/сут, а при больших штуцерах до 500 м³/сут в зависимости от литолого-фильтрационных особенностей нефтяных пластов и расположения скважин. Газонасыщенность нефти в пластовых условиях составляет 234-280 м³/м³ при давлении насыщения 24,78 МПа. Запасы нефти по промышленным категориям 53255 тыс.т.

На Кожасайском нефтегазоконденсатном месторождении размером 24x5 км и амплитуде более 300 м по оконтуривающей изогипсе -3450 м в КТ-II располагаются две продуктивные пачки с залежами нефти пластово-сводового типа. Промышленные залежи нефти приурочены к порово-трещинным, трещинным пластам-коллекторам сложного строения с открытой пористостью 6,7-13,8%, проницаемостью $(0,27-5,26) \cdot 10^{-12} \cdot \text{м}^2$, газонасыщенностью 83,2% и нефтенасыщенностью до 85%. Продуктивные карбонаты разделяются непроницаемыми хемогенными известняками мощностью 32-58 м с единым ВНК по отметке -3440 м.

Верхняя пачка мощностью 836 м состоит из двух вершин – северной и южной. К северной вершине, где карбонаты КТ-II вскрываются на глубине 2141 м, приурочена газовая залежь (шапка) высотой 203 м с газонасыщенной мощностью карбонатов до 90 м при ГНК на отметке -3148 м (рис.2). Нефтенасыщенная мощность карбонатов северной вершины 38,6 м, южной – 44,8 м. Коэффициенты газонасыщенности карбонатов газовой залежи 0,83, газонефтяной зоны 0,93, нефтяной части 0,83 и водяной 0,68. Дебит нефти при 6,5 мм штуцере до 50,6 м³/сут,

конденсата до 21 м³/сут. и газа до 45,7 тыс.м³/сут. Пластовое давление 36,6 МПа, температура 71⁰С. Утвержденные запасы по промышленной категории составляют 5892 тыс.т при коэффициенте нефтеотдачи 0,162, конденсата 511 тыс.т при 0,38, газа газовой шапки 3697 млн. м³ при содержании конденсата 340-365,7 г/м³, растворенного газа 1187 млн.м³.

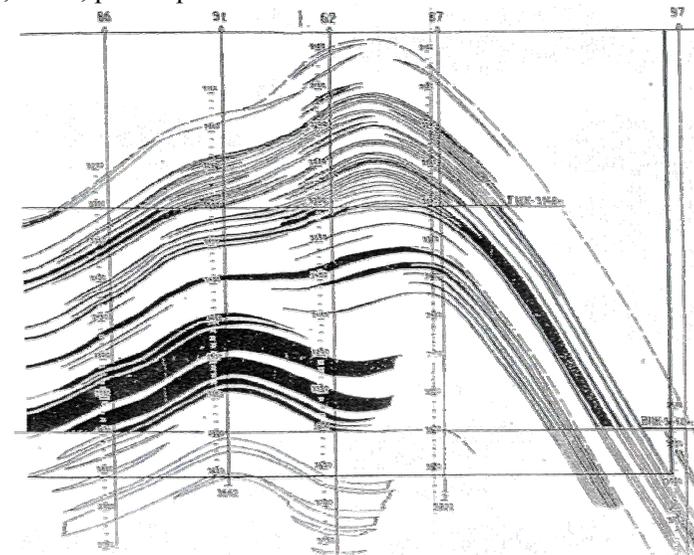


Рис.2. Месторождение Кожасай, газовая залежь в КТ-II на северной вершине (по материалам Актюбинской НГРЭ).

Нижняя пачка с этажом нефтеносности 227 м вскрывается на глубине 3338 м и имеет нефтенасыщенную мощность 44,8 м при коэффициенте нефтенасыщенности 0,92. Дебит нефти 39,2 м³/сут при 8 мм штуцере, пластовое давление до 378 МПа, температура 73⁰С. Запасы нефти плотностью 821 кг/м³ при коэффициенте извлечения 0,216 составляют 9664 тыс.т, растворенного газа 1949 млн.м³ при общем газовом факторе 201,6-205,4 м³/м³ и давлении насыщения 27,6 МПа. Режим работы залежей упруговодонапорный.

Месторождение с востока ограничено Жанажольским разломом и по отношению к Жанажольскому месторождению по кровле КТ-II является опущенным на 52 м, а с запада ограничено тектоническим нарушением типа взброса амплитудой до 420м.

Все рассмотренные залежи нефти и газа характеризуются упруговодонапорным и водонапорным режимами с высоким пластовым давлением и АВПД. Подошвенные и приконтурные подземные воды хлоркальциевого типа имеют различную минерализацию и в разной степени метаморфизованы.

В течение геологического развития восточной окраины Прикаспийской впадины подсолевые песчано-глинистые отложения с высоким содержанием рассеянного органического вещества (РОВ) сапропелевого и сапропелево-гумусового типа в среднеюрскую эпоху опустились на глубины резко восстановительной среды с благоприятными геохимическими и термобарическими условиями – ГЗН по А.А.Бакирову. В данных условиях они находились продолжительное время, вступили в ГФН – по Н.Б.Вассоевичу с катагенезом РОВ на стадии МК₁-МК₂ и в юрскую эпоху стали продуцировать (генерировать) жидкие углеводороды [4].

В конце артинского века в результате проявления Уральской фазы герцинского орогенеза и формирования Уральской складчатой системы произошло обособление восточной окраины Прикаспийской впадины по Ащисайскому глубинному разлому от приподнявшейся миогеосинклинальной зоны Южного Урала. В пределах восточной окраины активизировались глубинные разломы, по которым произошли разноамплитудные подвижки блоков байкальского фундамента, и под воздействием постумных движений со стороны Южного Урала на восточной окраине произошел инверсионный подъем подсолевых отложений с образованием гипсометрически повышенных тектонических ступеней уральского простиранья, ступенчато погружающихся с востока на запад. Тектонические ступени были осложнены вдоль разломов унаследованными подсолевыми поднятиями (Кенкияк, Урихтау, Кожасай, Жанажол, Алибекмола и др.) без наличия в них залежей УВ. В результате инверсионного изменения структурно-тектонического плана подсолевые отложения литолого-стратиграфических комплексов в полосе между Ащисайским разломом и меридианом поднятий Кенкияк-Жанатан-Каратюбе оказались значительно приподнятыми. Так, на Алибекмоле кровля КТ-I поисково-разведочными скважинами вскрыта на глубине 1836м, на Жанажоле 2300 м и на Урихтау 2400 м, а кровля КТ-II соответственно на глубинах 2950м,

3390 м, 3197 м. На тектонических ступенях расположены нефтегазовые и нефтегазоконденсатные месторождения, приуроченные к одноименным подсолевым поднятиям замкнутого контура. К началу кунгурского века подсолевые отложения на восточной окраине были выведены на дневную поверхность и подверглись эрозионному разрушению на различную мощность. Кунгурские морские – по А.Л.Яншину соленосно-сульфатные отложения с угловым и стратиграфическим несогласием перекрыли различные горизонты подсолевых пород.

В конце раннетриасовой-начале среднетриасовой эпох – по А.Л.Яншину на Южном Урале произошла заключительная фаза Уральского орогенеза, создавшая за счет постумных движений большие напряжения на восточную окраину Прикаспийской впадины, где произошла некоторая активизация разломов и тектонических процессов в подсолевых и надсолевых отложениях без изменения их общих структурных планов. В частности западные крылья подсолевых унаследованных поднятий стали круче восточных, тектонические нарушения участками преобразовались во взбросы, подсолевые поднятия несколько преобразовались и приобрели современную форму (строение).

В структурно-тектоническом отношении залежи нефти и газа в карбонатах КТ-I и КТ-II, расположенные в северной части тектонических ступеней, приурочены к постседиментационным унаследованным замкнутым тектонически-экранированным поднятиям, что способствует полному заполнению резервуара до замка нефтью и газом. На Кенкиякской ступени расположены Кенкиякское и Кожасайское месторождения, на Жанажольской - Урихтауское, Жанажольское и Синельниковское, на Алибекмолинской - Алибекмола, Юж.Алибек и Вост.Жагабулак.

Залежи нефти и газа в карбонатных породах КТ-I и КТ-II образовались в результате латерально-вертикальной миграции из песчано-глинистых нефтематеринских отложений артинско-ассельского комплекса северной части Кенкиякской тектонической ступени восточной прибортовой зоны Прикаспийской впадины, проходившей под большим пластовым давлением [6]. Геохимические исследования состава нефти и их фракций из артинско-ассельского нефтематеринского комплекса отложений Кенкиякского месторождения и карбонатов КТ-I и КТ-II Жанажольского месторождения показали, что исследованные нефти

принадлежат единому генетическому типу, а отсутствие в нефти КТ-I и КТ-II Жаназола алканов свидетельствует о сложных путях миграции нефти в карбонаты. Следовательно, залежи нефти карбонатов КТ-I и КТ-II Жаназольского месторождения сформировались (образовались) за счет латерально-вертикальной миграции из нефтематеринских артинско-ассельских отложений Кенкиякской тектонической ступени [5,6].

Исследования Е.С.Глотовой показали, что ураносность нефти карбонатов КТ-I и КТ-II Жаназола, как и их плотность отличаются между собой. Нефти КТ-I плотностью 820-856 кг/м³ лишены асфальтенов при значении ураносности $8,6 \cdot 10^{-8}\%$ и являются более легкими чем нефти КТ-II с плотностью 823-892 кг/м³ с наличием асфальтенов и ураносности $10,2 \cdot 10^{-8}\%$. Такое соотношение асфальтенов и ураносности в нефти КТ-I и КТ-II произошло в результате дифференциации углеводородной смеси при вертикальной миграции за счет отставания тяжелых фракций, обогащенных ураном [2].

Залежи нефти и газа на месторождениях в карбонатах КТ-I и КТ-II вторичные, не сингенетичны вмещающим отложениям [4,5]. При этом в нефтематеринских отложениях имеются только нефтяные залежи (Кенкияк, Вост. Акжар, Каратюбе, Лактыбай, Кокбулак) с высоким пластовым давлением и АВПД, и газонасыщенностью, газовые залежи отсутствуют.

Образование залежей газа массивного и пластово-сводового типов в карбонатах КТ-I (Урихтау, Жаназол, Алибекмол) и КТ-II (Жаназол пачка Г и Кожасай) в основном связано с гравитационным перераспределением УВ в процессе латерально-вертикальной миграции в осадочных отложениях из нефтематеринских пород артинско-ассельского комплекса Кенкиякской тектонической ступени под воздействием АВПД. Частично газовые залежи формировались и в самой нефтяной залежи при ее дегазации в течение длительного геологического времени при изменении термобарических условий. Так в КТ-II Жаназольского месторождения при общей газонасыщенности нефти 208-373 м³/м³ на отдельных участках пачек Г и Д газонасыщенность нефти составляет до 2130-3746 м³/м³ и 1484-1784 м³/м³ соответственно.

Наиболее сильная дегазация мигрирующей нефти с выде-

лением растворенного газа в свободную фазу происходила в первых гипсометрически приподнятых резервуарах КТ-I Жаназольской тектонической ступени, что привело к полному заполнению резервуаров до замка газом с образованием массивных и пластово-сводовых залежей газа с большими запасами. Путями сложной латерально-вертикальной миграции УВ являлись зоны разломов и тектонических нарушений (трещин) активизировавшихся под воздействием главной заключительной фазы Уральского тектогенеза на рубеже раннетриасовой-начале среднетриасовой эпох.

В процессе миграции газонасыщенной нефти из гипсометрически пониженной части нефтематеринского комплекса Кенкиякской ступени в более приподнятые горизонты карбонатов Жаназольской ступени происходит изменение термобарических условий (температуры, давления насыщения нефти растворенным газом), что способствует дегазации нефти по пути миграции и выделению газа в свободную фазу. Намечается определенная стратиграфическая и тектоническая закономерность в расположении газовых залежей в резервуарах карбонатов КТ-I с хорошими коллекторскими свойствами. Свободный газ заполняет до замка резервуары первых незначительно приподнятых над нефтематеринскими отложениями карбонатов, где формируются заполненные до замка массивные и пластово-сводовые залежи газа с нефтяными оторочками и подстилающими нефтяными пластами с большими промышленными запасами газа (Урихтау, Жаназол). После максимального заполнения первых резервуаров, оставшаяся часть газа вместе с нефтью мигрирует в более приподнятые участки карбонатов на Алибекмолинской ступени и заполняет резервуар остатками газа и нефтью (Алибекмола).

Залежи свободного газа в массивных и пластово-сводовых резервуарах КТ-I и КТ-II сопровождаются небольшими оторочками (Урихтау) или подстилаются нефтяными пластами различной мощности (Жаназол, Алибекмола, Кожасай). Основными факторами, определяющими форму и размер нефтяных пластов, являются литолого-фильтрационные свойства пластов резервуаров, степень завершенности формирования газовой залежи процессами дифференциального улавливания УВ и гидродинамической связи. Именно при таких условиях на месторож-

дениях Урихтау, Жанажол и Алибекмола в резервуарах карбонатов КТ-I с хорошими коллекторскими свойствами, а также на Кожасае и Жанажольской вершине в КТ-II сформировались газовые и газоконденсатные залежи.

Известно, что в пределах Прикаспийской впадины наблюдается определенная зональность в локальном расположении залежей УВ [9,10]. В северной части восточной прибортовой зоны впадины наблюдается локальная зональность в распределении залежей нефти и газа в резервуарах карбонатов КТ-I и КТ-II, приуроченных к поднятиям тектонических ступеней и не имеющих аналогов ни в нефтематеринских отложениях артинско-ассельского и тульско-нижнетурнейского комплексов (Вост.Акжар, Курсай, Лактыбай и др.), ни в карбонатах южной части прибортовой зоны впадины (Гускум, Жантай, Вост.Горткуль, Тобускен и др.). Указанную зональность расположения залежей газа и нефти на тектонических ступенях восточной прибортовой зоны в карбонатах КТ-I и КТ-II можно объяснить тем, что существовал один основной источник нефтематеринских отложений для латерально-вертикальной миграции УВ. Таким источником являлись нефтематеринские отложения артинско-ассельского комплекса Кенкиякской ступени. Локальные газонефтяные и газоконденсатные залежи в массивных и пластово-сводовых резервуарах карбонатов КТ-I и КТ-II имеют место только в северной части восточной прибортовой зоны впадины на площади, ограниченной с востока Ащисайским глубинным, а с запада - Бозобинским разломами. Севернее широты Урихтау-Жанажол-Алибекмола и южнее широты Кожасай-Жанажол залежи не прослеживаются (Кенкияк, Кумсай, Вост.Мортук, Жанатан, Синельниковская и др.).

В локально-зональном расположении залежей газа и нефти в карбонатах КТ-I и КТ-II намечается стратиграфическая и тектоническая последовательность. Залежи газа и нефти с наибольшими запасами приурочены к массивным и пластово-сводовым резервуарам Урихтау и Жанажола, которые расположены на первой Жанажольской ступени гипсометрически на 1416м приподнятой над кровлей нефтематеринских отложений артинско-ассельского комплекса. Залежи ограничены замкнутой структурной формой, заполненной до замка, и сопровождаются нефтяными оторочками различной толщины. Более удаленные

от нефтематеринских отложений и значительно более гипсометрически приподнятые резервуары КТ-I содержат оставшуюся от первых заполнений часть газа с небольшими запасами.

Как и когда образовались залежи газа и нефти в карбонатных породах КТ-I и КТ-II на тектонических ступенях северной части восточной прибортовой зоны впадины до настоящего времени учеными-геологами не рассматривался, хотя его решение имело практическое значение для более эффективного проведения нефтепоисковых работ.

Нами, исходя из геолого-геохимических и структурно-тектонических условий развития восточной окраины Прикаспия, приводится свое видение этого вопроса.

Латерально-вертикальная миграция насыщенной растворенным газом нефти из пониженных участков нефтематеринских отложений артинско-ассельского нефтеносного комплекса северной части Кенкиякской ступени была сложной и проходила под большим пластовым давлением и АВПД. Это способствовало миграции (проникать) нефти в расположенные гипсометрически выше резервуары карбонатов КТ-I с высокими емкостно-фильтрационными свойствами и вследствие уменьшения (падения) давления насыщения растворенным газом начинать дегазироваться с выделением газа в свободную фазу. По пути миграции начавшаяся дегазация нефти усиливается с выделением большого объема освободившегося газа. Газ и дегазирующая нефть, попадая в первые повышенные резервуары карбонатов КТ-I на Жанажольской ступени заполняют их свободным и выделяющимся газом до замка, формируя и образуя крупные массивные и пластово-сводовые газовые залежи с большими запасами (Урихтау, Жанажол). Оставшаяся незначительная часть газа вместе с нефтью мигрирует в более повышенные участки резервуаров Алибекмольской ступени, где нефть полностью дегазируется, образуя небольшую газовую залежь с нефтяной оторочкой. В резервуары КТ-II, коллекторские свойства которых ниже чем в КТ-I, в определенной степени поступала дегазированная нефть. Дегазация в основном производилась в резервуаре, где формировалась газовая залежь с подстилающей нефтью. При этом миграционная нефть не полностью дегазировалась о чем свидетельствует высокая газонасыщенность нефти в толщах Г и Д, подстилающих газовую залежь на Жанажоль-

ской вершине месторождения, соответственно до 2066-2130 м³/м³ и 1457-1784 м³/м³ при газонасыщенности по месторождению в пачке Г 373 м³/м³ и давлении насыщения 35,04МПа и Д – 208-268 м³/м³ и давлении 27,02-29,01МПа.

Анализ фактических геолого-геохимических материалов с учетом эволюции структурно-тектонического плана подсолевых отложений восточной окраины Прикаспийской впадины позволяют констатировать, что формирование залежей газа и нефти в резервуарах северной части восточной прибортовой зоны в карбонатах КТ-I и КТ-II окончательно произошло в течение раннемеловой эпохи.

Литература

1. Бакиров А.А., Бакиров Э.А., Мелик-Пашаев В.С. и др. Теоретические основы и методы поисков и разведки скоплений нефти и газа. Недра, М., 1976.
2. Глотова Е.С., Булекбаев З.Е., Дальян И.Б. Ураноносность нефтей востока Прикаспийской впадины// Геология нефти и газа, 1989, №3, с.44-47.
3. Головкин А.Ю., Клоков Ю.В. Строение подсолевого осадочного чехла восточного Прикаспия в связи с нефтегазоносностью// Урал.геол.журнал, Екатеринбург, 2003, №3(33), с.3-15.
4. Дальян И.Б. Глубинное строение и нефтегазоносность палеозойских отложений восточной части Прикаспийской впадины и ее обрамления. МИНХ и ГП, М., докторская диссертация, 1979.
5. 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.
6. Дальян И.Б., Барташевич О.В., Горшков В.И. Геохимические особенности подсолевых нефтегазоносных отложений восточной части Прикаспийской впадины и ее обрамлений// Вестник АН КазССР, 1981, №11, с.16-22.
7. Дальян И.Б., Посадская А.С. Как открывалась подсолевая нефть в Актюбинской области// Урал.геол.журнал, Екатеринбург, 2003, №5(35), с.119-162.
8. Жузе Г.П. Миграция углеводородов в осадочных породах. Наука, М., 1986.
9. Есенов Ш.Е., Дальян И.Б. Перспективы поисков крупных месторождений нефти и газа в подсолевых породах восточной окраины Прикаспийской впадины// Вестник АН Каз ССР, 1973, №3.
10. Соболев В.С., Шафранов А.П. Геотектоническая зональность распределения типов нефтей Прикаспийской впадины// Труды МИНХ и ГП, вып.137, М., 1978, с.72-85.
11. Соколов В.Л., Чайковская Э.В. Зональность распространения углеводородов в Северо-Каспийском нефтегазоносном бассейне. Наука, М., 1988, с.194-204.

12. Перродон А.Ф. Формирование и размещение месторождений нефти и газа. Недра, М., 1985, с.353.

13. Яншин А.Л., Волож Ю.А., Дальян И.Б. и др. Палеотектонические условия образования подсолевых комплексов восточного Прикаспия// Изв.АН СССР, сер.геол, 1978, №7, с.5-14.

14. Яншин А.Л. Нижнетриасовые отложения и возраст уральских надвигов// Изв.АН СССР, сер.геол, 1936, №4.

ПИСЬМО В РЕДАКЦИЮ

Глубокоуважаемый г-н редактор!

Передайте пожалуйста мою благодарность всем лицам и организациям приславшим мне поздравления по случаю моего 80-летия, а также коллегам по Уральской Академии геологических наук и Редакционному Совету Уральского геологического журнала.

Д. чл. УАГН, д.г.-м.н., профессор И.Б.Дальян

г. Актюбинск