

УДК 681.036

© Д. чл. УАГН Дальян И.Б., Головки А.Ю., Клоков Ю.В.  
**ПОДСОЛЕВЫЕ НЕФТЕГАЗОНОСНЫЕ КОМПЛЕКСЫ  
 ВОСТОЧНОГО ПРИКАСПИЯ В СВЯЗИ С  
 НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬЮ**

463002, г.Актобе, Казахстан, ул.Тамдинская, ЗАО «Болз»

© Daljan I.B., Golovko A.Ju., Klockov Ju.V.

**UNDER-SALT OIL- AND GAZ-BEARING COMPLEXES OF  
 EAST-PREKASPIEN IN CONNECTION WITH OIL AND  
 GAZ CONTENT**

В осадочном чехле восточного Прикаспия, по данным сейсморазведки и глубокого бурения, выделяются три самостоятельных подсольевых нефтегазоносных комплекса отложений: артинско-ассельский, гжельско-верхневизейский с их возрастными глубоководными аналогами и тульско-турнейский, содержащих залежи нефти и газа. Каждый комплекс отложений характеризуется своими индивидуальными литологическими, тектоническими, геохимическими, фациальными, геотермическими и гидрогеологическими особенностями, а также качественным физико-химическим и фракционным составом нефти – таблица №1, минерализацией пластовых вод. Нефтегазоносные комплексы четко выделяются в осадочном чехле сейсморазведкой МОГТ и комплексом промыслово-геофизических исследований (ГИС). При этом отложения артинско-ассельского и тульско-турнейского комплексов и гамма-активных пачек являются нефтематеринскими с сингенетичными углеводородами, а гжельско-верхневизейский содержит эпигенетичные залежи нефти и газа. Комплексы уверенно выделяются сейсморазведкой МОГТ и глубоким бурением.

Характерной общностью комплексов является региональное ступенчатое погружение с востока на запад от Ащисайского глубинного разлома в сторону Хобдинской мульды, на фоне которого установлены Алибекмолинская, Жанажольская,

Лактыбайская, Кенкиякская, Коздысайская и Шубаркудукская тектонические ступени субмеридионального (уральского) простирания. Ступени сочленяются между собой глубинными разломами или флексурами – по Н.В.Неволину и осложняются тектоническими структурными формами в виде валов и поднятий. Ступени и структурные формы комплексов унаследованные, образовались в предкунгурское время в результате формирования Уральской складчатой системы – по А.А.Яншину и др., а окончательно оформились в конце раннетриасовой эпохи при заключительной главной фазе Уральского орогенеза.

Таблица 1

Показатели качества	Нефтегазоносные комплексы				
	P <sub>1ar</sub> -P <sub>1a</sub>	C <sub>3q</sub> -C <sub>2m2</sub>	C <sub>2m1</sub> -C <sub>1v2</sub>	Гамма-пачки	C <sub>1v2</sub> -C <sub>1t</sub>
Плотность P <sub>n</sub> <sup>20</sup> , кг/м <sup>3</sup>	808,8-901,8	807-903	804-886,8	826,1-894	813,5-847,7
Кинематическая Вязкость при 20 <sup>0</sup> С, сСт	4,9-28,2	2,3-15,8	4,9-47,5	6,4-20,2	3,5-12,2
Температура, <sup>0</sup> С: вспышки застывания	3-7,2	6,3	1,0-37	1,0-16	16-2
	до -25	-14, -35	до -36	до -30	-2, -18
Содержание, %, серы парафина смол сернокислых смол силикагелиевых асфальтенов	0,1-1,67	0,55-1,64	1,54-1,72	0,1-0,29	0,03-0,34
	0,88-4,66	2,0-7,4	1,1-4,4	0,6-5,81	0,5-5,2
	8-32	до 28	5,0-33,0	5,0-12,0	2,0-20,0
	3,6-12	2,2-4,9	3,4-11,0	0,6-5,8	2,5-9,96
	0,12-14,6	0,33-1,02	0,6-2,7	0,8-8,2	0,01-2,98
Начало кипения	42-120	36-130	32-110	56-118	28-115
Выход фракций, % при 100 <sup>0</sup> С 200 <sup>0</sup> С 300 <sup>0</sup> С	4-9	до 8,4	до 11	6,4-8,5	до 12
	22-37	20,9-34,6	9,2-41,5	34,0-36,2	18,8-34,5
	46-59	46,4-64,8	18,2-70,4	58,0-67,1	41,3-61,0
Углеводородный состав, %: метаново-нафтеновые ароматические	88,1-92,9	89,1-91,0	82,8-84,9	81,7-89,1	92,4-96,9
	7,1-11,9	9,0-10,9	10,6-17,2	10,9-18,3	3,1-7,6
Газонасыщенность, м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>	250-290	до 340	168-450	до 183	
Элементарный состав, %: углерода	86,14-86,38	83,3-86,2	84,6-86,4	84,1	84,0-86,07
водорода	13,15-13,6	11,17-14,58	12,65-14,91	13,2	12,0-12,1
кислорода	0,07-0,25	0,12-0,15	0,15-0,2	0,07	0,13-1,54
азота	0,09-0,12	0,06-0,13	0,14-0,72	0,2	0,2-0,7
серы	0,1-1,67	0,55-1,64	1,56-1,72	0,1-0,29	0,07-0,28

**Артиноско-ассельский** нефтегазоносный комплекс терригенных пород молассовой формации мощностью до 1579 м в составе артинского, сакмарского и ассельского ярусов в виде огромной клиноформы широко распространен в восточном Прикаспии, где представлен аргиллитами, алевролитами и песчаниками. В прибортовой зоне на Алибекмолинской, Жанажольской, Лактыбайской и Кенкиякской ступенях среди песчано-глинистых отложений наблюдаются прослои гравелитов и коричневатато-серых афанитовых песчаников. В целом песчаность отложений уменьшается с востока на запад и на площади Шубаркудук комплекс в основном состоит из глинистых отложений с прослоями алевролитов, вскрываемых скважинами на глубине 5394 м.

На Алибекмолинской и Жанажольской тектонических ступенях отложения комплекса сейсморазведкой и глубокими скважинами устанавливаются между опорными отражающими горизонтами  $P_1$  и  $P_2^C$ , а на Лактыбайской (Лактыбай, Жанатан, Тортколь), Кенкиякской (Арансай, Кенкияк, Кожасай), Коздысайской (Коздысай, Вост.Акжар) и Шубаркудукской – между  $P_1$  и гамма-активными пачками, которые сейсморазведкой отдельно не фиксируются между горизонтами  $P_1$  и  $P_2$ ,  $P_1$  и  $P_2^1$  (Кенкияк, Жанатан, Терешковская).

В прибортовой зоне (Алибекмола, Жанажол, Урихтау) отложения комплекса частично или полностью были размыты в предкунгурское время в результате подъема территории формирующейся Уральской складчатой системы. В северо-восточной части востока Прикаспия по артиноско-ассельскому комплексу отложений имеет место Остансуковский платформенный прогиб изоклиналиного типа, простирающийся вдоль Ащисайского разлома с севера на юг от ст.Джурун до площади Алибекмола, где мощность отложений достигает 1,6 км (Булаш).

На площадях полного развития отложений комплекса, по данным ГИС и глубокого бурения, установлено 8 номенклатурных нефтеносных горизонтов песчаников и алевролитов мощностью 12-135 м широкого площадного распространения; 3 в артинском ярусе, 4 в сакмарском и 1 в ассельском, к которым на ряде площадей (Кенкияк, Бозоба, Каратюбе и др.) приурочены залежи нефти. Нефтедержающие пласты песчаников и алевролитов имеют различные фильтрационные свойства, что свя-

зано с постседиментационным их преобразованием, приведшим к резкому ухудшению коллекторских свойств. Лишь на отдельных поднятиях (Кенкияк, Киндысай) номенклатурные нефтеносные горизонты с коллекторами гранулярного и трещинного типа имеют открытую пористость до 19,8% при проницаемости до  $(1,2-1,4) \cdot 10^{-12} \cdot \text{м}^2$  и нефтенасыщенности до 75,8%. При таких коллекторских свойствах дебит нефти достигает 139 м<sup>3</sup>/сут и более (Кенкияк), а пластовой воды до 120 м<sup>3</sup>/сут (Киндысай) при упруго-водонапорном режиме. Пластовые воды хлоркальциевого состава напорные и самоизливающиеся с минерализацией 101,3-124,5 г/л при удельном весе 1,05-1,08 г/см<sup>3</sup> и на ряде площадей содержат промышленную концентрацию йода, брома, лития и стронция. Промышленные залежи нефти установлены на Кенкияке, Бозобе, Вост.Акжаре, Курсае и Каратюбе, а обильные нефтепроявления на Остансуке, Арансае и Кумсае.

Артиноско-ассельский комплекс морских песчано-глинистых отложений является нефтематеринским и характеризуется высокой концентрацией ОБ сапропелевого и сапропелево-гумусового типа (4-10%). Седиментация обогащенных ОБ осадков происходила в благоприятных геохимических условиях восстановительной и резко восстановительной сред, о чем свидетельствует высокая концентрация закисного до 83,5% и пиритного до 63,1% железа. При длительном прогибании территории и устойчивом осадконакоплении, обеспечивающем сохранение ОБ и погружение на большие глубины в зону активных термобарических условий главной зоны нефтеобразования (ГЗН) при палеотемпературе 110-130<sup>0</sup>С, происходило не только накопление и захоронение ОБ, но и преобразование его в углеводороды с последующей миграцией в основном внутри комплекса. Глинистые отложения комплекса в интервале глубин 1836-5750 м содержат Сорг. от 0,19 до 9,4%, хлороформный битумоид (ХБт) 0,001-1,56% и спирто-бензольный (СББт) 0,01-14,9% при преобразованности ОБ по замерам ОС витринита на подстадиях МК<sub>1</sub> и МК<sub>2</sub>, что соответствует оптимальным геохимическим условиям для генерации УВ.

**Гжелско-верхневизейский** карбонатный нефтегазоносный комплекс неширокой полосой 12-45 км вдоль окраины впадины полукольцом опоясывает восток Прикаспия, располагаясь между опорными сейсмическими горизонтами  $P_2^C$  и  $P_2^1$ .

Он состоит из двух разновозрастных толщ: верхней (КТ-I), гжельско-позднеподольского возраста мощностью 113-530 м и нижней (КТ-II), каширско-позднелизвестнякового возраста мощностью 85-1804 м, разделенных песчано-глинистыми отложениями раннеподольского возраста мощностью 72-512 м. Каждая карбонатная толща характеризуется индивидуальными литологическими и физическими свойствами, особенностью распространения по площади пластов-коллекторов порового, порово-кавернового, порово-трещинного, трещинного и иногда карстового типов и условиями нефтегазоносности. Пласты-коллекторы выделяются на диаграммах ГИС по БК, ГК, НГК и АК достаточно четко. Обе карбонатные толщи, в соответствии с покрывающими и подстилающими отложениями, ступенчато погружаются с востока на запад и вне площади распространения, по данным глубокого бурения, последовательно фашиально замещаются глубоководными возрастными аналогами гамма-активных пачек. Ступени осложнены тектоническими структурными формами различных размеров. Рифогенных седиментационных форм, на наличие которых указывают ряд исследователей, ни сейсморазведкой МОГТ и ЗД, ни большим количеством глубоких скважин, пробуренных на многочисленных поднятиях, не обнаружено.

КТ-I располагается между сейсмическими отражающими горизонтами  $\Pi_2^C$  и  $\Pi_2^T$  и распространена только на Алибекмолинской и Жанажольской ступенях, западнее которых замещается гамма-активными пачками мощностью 23-71 м (Кенкияк, Арансай, Жанатан, Лактыбай и др.). Она вскрыта скважинами на поднятиях Жанажол, Алибекмола, Вост.Мортук, Жагабулак, Урихтау, Синельниковская, где представлена светло-серыми известняками и доломитами, среди которых располагаются 4 продуктивных горизонта – 2 газоносных и 2 нефтяносных пласта мощностью 20-50 м 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 прослойки ангидритов и аргиллитов. Дебит фонтанных притоков нефти составляет 16-111 м<sup>3</sup>/сут, конденсата 28,5-96 м<sup>3</sup>/сут и газа 104-211 тыс.м<sup>3</sup>/сут.

КТ-II, кровле которой (Жанажол, Алибекмола) и поверхности (Аккудук, Кенкияк, Лактыбай) соответствует отра-

жающий горизонт  $\Pi_2$ , а подошве –  $\Pi_2^1$ , имеет распространение на Алибекмолинской, Жанажольской, Лактыбайской, Кенкиякской и частично Коздысайской ступеней, где сложена светло-серыми и серыми органогенно-обломочными и хемогенными известняками и доломитами. Западнее сейсмический горизонт  $\Pi_2$  на временных разрезах 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 70 м, 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 м<sup>3</sup>/сут через 5 мм штуцер (Кокбулак), газа до 180 тыс.м<sup>3</sup>/сут при упруго-водонапорном режиме.

Подошвенные и законтурные воды КТ-I и КТ-II самоизливающиеся и напорные, хлоркальциевого типа с минерализацией соответственно 94,3-178,9 и 92,3-192,1 г/л при удельном весе 1,06-1,11 и 1,06-1,09 г/см<sup>3</sup> и высокой концентрацией йода и брома. Пластовая температура 49,4-91,5<sup>0</sup>С.

Анализ палеографических условий каменноугольной эпохи на восточном Прикаспии показывает, что осадконакопление карбонатов происходило в стабильных условиях при замыкании Уральской геосинклинали и начале формирования Уральской складчатой системы. В результате этого процесс денудации на Южном Урале развивался еще не активно, поэтому в условиях относительной тектонической стабилизации при седиментации карбонатов обеих толщ терригенный материал на восточную окраину впадины не поступал, хотя в отдельные отрезки времени поставлялся незначительный глинистый материал.

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 северокаельтменского 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.

Детальные геохимические исследования карбонатов КТ-I и КТ-II Аккудука, Арансая, Кенкияка, Жанажола, Урихтау, Кожасая и др., выполненные во ВНИИГазе, ВНИГРИ, МИНХ и ГП, ВНИГНИ, показывают кларковую концентрацию Сорг. при значении ХБт 0,02-0,04% и СББт 0,000313%. Резкое преобладание маслянистого ХБт над СББт указывает на наложение вторичной эпигенетичной битуминозности над сингенетичной. Карбонатный комплекс пород не является нефтематеринским. Залежи нефти и газа, а также нефтепроявления в них вторичные, образовавшиеся за счет миграции из нефтематеринских отложений. При этом КТ-I и КТ-II содержат эпигенетичный битум двух генераций. Битум ранней генерации окисленный, тяжелый с темно-коричневым цветом, люминесценции. Он находится в породе в виде темных комочков, тонких прожилков и примазок, запечатанных в межкристаллическом пространстве. Битум поздней генерации нефтяного ряда люминесцирует светло-желтым цветом с голубым оттенком и наблюдается повсеместно в порах, трещинах и кавернах. Это свидетельствует о том, что нефть из нефтематеринских пород в карбонаты поступала дважды. Газовые залежи в карбонатах, по-видимому, образовались за счет резкого перепада давлений при миграции нефти из по-

груженных нефтематеринских отложений в гипсометрически расположенные выше карбонаты.

**Гамма-активные пачки** (ГАП) пород кремнисто-глинисто-карбонатной формации широко распространены на восточной окраине Прикаспийской впадины, где вне площади распространения КТ-I и КТ-II в различных структурных условиях вскрыты глубокими скважинами на многих площадях (Кандагачская, Джарлыоба, Аккудук, Кенкияк, Жанатан, Лактыбай, Тортколь, Каратюбе, Курсай, Вост.Акжар и др.). Они являются глубоководными возрастными аналогами карбонатов и во вскрытом разрезе однозначно устанавливаются на диаграммах ГК повышенными значениями радиоактивности 15-35 мкр/ч по сравнению с покрывающими и подстилающими песчано-глинистыми отложениями.

Верхняя ГАП мощностью 18-111 м в пределах восточного Прикаспия повсеместно перекрывается песчано-глинистыми отложениями ассельского яруса нижней перми, а подстилается на Лактыбайской и Кенкиякской ступенях карбонатами КТ-II, на Коздысайской и Шубаркудукской ступенях, где сейсмический горизонт  $P_2$  не следует – породами нижней ГАП. Нижняя ГАП мощностью 20-52 м имеет распространение на Коздысайской и Шубаркудукской ступенях. Она вскрыта глубокими скважинами на Вост.Акжаре, Каратюбе и др., где подстилается терригенными отложениями тульского горизонта среднего визе.

Литологически отложения ГАП представлены аргиллитами и известняками коллоидального состава, черного цвета, жирными на ощупь и битуминозными; радиоляритами, силицитами и алевролитами с примесью туфа и вулканического пепла. При этом трещиноватые известняки в основном залегают в кровле верхней и в основании нижней ГАП. Седиментация осадков происходила в морских условиях с резко восстановительной средой, о чем свидетельствует пиритизация отложений и повышенная концентрация РОВ.

Отложения ГАП сильно битуминозные, детальными геохимическими исследованиями недостаточно изучены. Они характеризуются высокой концентрацией СББт с преобладанностью РОВ сапропелевого типа на подстадии катагенеза  $МК_1$  и  $МК_2$  при палеотемпературе 125-130<sup>0</sup>С, что свойственно нефтематеринским породам.

Нефтеносность отложений ГАП изучена недостаточно, т.к. залежи и нефтепроявления приурочены к трещинным коллекторам, требующим проведение испытания по специальной методике Г.Т. Овнатанова. По данным ГИС коэффициент пористости составляет 7,3-25,5% при нефтенасыщенности до 81,9-100%. Дебиты самоизливающейся нефти при АВПД весьма изменчивы, т.к. испытание проводилось по общепринятой методике для коллекторов гранулярного типа, интенсификация притоков не проводилась. Залежи нефти и нефтепроявления отмечались на Вост.Акжаре, Курсае, Жаркамьсе, Каратюбе, Аккудуке, Бактыгарыне, Арансае. На Вост.Акжаре дебит нефти от перелива на устье 0,16 м<sup>3</sup>/с (скв.2, инт.5140-5170 м) до 1440 м<sup>3</sup>/с через 50 мм наконечник (скв.1, инт.5049-5074 м). Перелив нефти наблюдался на Курсае, Жаркамьсе и Каратюбе.

**Тулско-нижнетурнейский** нефтегазоносный комплекс песчано-глинистых отложений граувакковой формации мощностью до 2875 м располагается между сейсмическими горизонтами  $P_2^1$  и  $P_2^0$  и имеет широкое площадное распространение к югу от широты Кенкияк – Шенгельши. На Алибекмолинской, Жанажольской, Лактыбайской ступенях отложения комплекса согласно перекрываются карбонатами КТ-II (Жанажол, Жанатан, Лактыбай, Шотыколь), а на южной части Кенкиякской, Коздысайской и Шубаркудукской нижней гамма-активной пачкой, а подстилаются карбонатами (КТ-III) девонского возраста (Вост.Акжар). Структурный план отложений комплекса на востоке Прикаспия унаследован от девонского и рельефа байкальского фундамента с образованием конседиментационных структурных форм облекания в раннем и среднем палеозое на выступах и приподнятых блоках (Вост.Акжар) и инверсионных постседиментационных поднятий в позднем палеозое (Кожасай, Жанажол, Лактыбай, Тортколь и др.). Вдоль Ащисайского разлома в грабене фундамента в раннем-среднем палеозое образовался Эмбенский перикратонный прогиб.

Отложений комплекса являются прибрежно-морскими и представлены аргиллитами, алевролитами и песчаниками с прослоями туфов, среди которых в Эмбенском прогибе имеют место гравелиты и конгломераты мощностью до 80м, по мнению Г.А.Костик сносимые с кордильер Сакмарской зоны Южного Урала. Они вскрыты многими глубокими скважинами в различ-

ных структурных условиях, где в составе тульского, бобриковского, косьвинского горизонтов визейского яруса и кизилковского, черепетского, упинского и малевского горизонтов турнейского яруса характеризуются неравномерным площадным переслаиванием литологических разностей. Седиментация осадков происходила в нормально морских условиях восстановительной и резковосстановительной геохимической среде в связи с развитием Уральской геосинклинали.

Нефтеносность отложений установлена в широком глубинном и стратиграфическом диапазоне – залежи нефти и нефтепроявления приурочены к песчаным отложениям в интервале глубин 3747-5885м, где по данным ГИС установлено до 10 продуктивных песчано-алевролитовых горизонтов (пластов). Продуктивные горизонты на электрокаротажных диаграммах выделяются повышенным сопротивлением до 22-30 Ом при отрицательном значении ПС 10-18 мВ. Залежи нефти и нефтепроявления приурочены к песчаникам и алевролитам 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 проницаемости составляет 5,2-30,5%.

Промышленная нефтеносность отложений комплекса установлена на Жанатане, Лактыбае-Кокбулаке, Кожасае, где дебит нефти на Кокбулаке достигал 343 м<sup>3</sup>/сут при 5 мм штуцере с АВПД, а нефтепроявления отмечались на Зап.Кожасае, Вост.Акжаре, Курсае, Каратюбе и Терешковской. В нефти из скважины 37 Лактыбай, которая располагается у зоны глубинного разлома, был определен спорово-пыльцевой комплекс раннего палеозоя.

Подземные воды комплекса напорные и самоизливающиеся, хлоркальциевого типа с минерализацией 147,1-182 г/л при удельном весе 1,11-1,12 г/см<sup>3</sup> и высокой концентрации ВРОВ; пластовая температура 80-104<sup>0</sup>С.

Комплексные геохимические исследования, выполненные О.В.Барташевич и Р.А.Твердовой, позволили установить, что отложения комплекса являются нефтематеринскими. Глинистые разности отложений содержат Сорг. от 0,15 до 4,45%, обогащены РОВ сапропелевого и сапропелево-гумусового типа при концентрации ХБт 0,005-0,035% и СББт 0,065-2,02% при

преобразованности РОВ на подстадии катагенеза МК<sub>1</sub>-МК<sub>3</sub> и палеотемпературах до 130-160<sup>0</sup>С. При этом преобразованность РОВ возрастает от кровли отложений вниз по разрезу, в этом же направлении происходит увелечение и палеотемпературы. Подобные условия характерны для начального этапа ГФН кровли отложений и дальнейшего ее развития вниз по разрезу, где более высокий генерирующий потенциал находится в оптимальных условиях. В начале мезозойской эры обогащенные РОВ осадки опустились на глубины с оптимальными термобарическими условиями ГФН, находились там продолжительное время и начали продуцировать углеводороды. К этому времени уже были образованы тектонические структурные формы и сформировался современный структурный план подсолевых нефтегазоносных комплексов.

Отложения комплекса содержат залежи нефти сингенетичные вмещающим отложениям. Однако не исключено, что в залежах, расположенных у зон глубинных разломов мог происходить подток нефти и с раннепалеозойских нефтеносных пород. О возможном наличии в нижнем палеозое нефтеносных пород с залежами нефти косвенно указывает спорово-пыльцевой комплекс раннего палеозоя в залежи нефти на Лактыбае.

Таким образом, в подсолевом осадочном чехле восточного Прикаспия имеют место три нефтеносных комплекса широкого площадного распространения, каждый из которых является самостоятельным объектом для поисков залежей нефти и газа. При этом артинско-ассельский, гамма-активные пачки и тульско-турнейский комплексы являются нефтематеринскими. Формирование и размещение залежей нефти в нефтегазоносных комплексах восточного Прикаспия определяется современным глубинным строением, где структурные формы (сводовые поднятия, валы) образовались значительно раньше чем началась генерация УВ и не претерпели перестройки при последующем геологическом развитии территории.