

УДК 622.7

ХАРАКТЕРИСТИКА МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА ПРИКАСПИЙСКОЙ ВПАДИНЫ

Портнов В.С., Петров С.Н., Талерчик М.П.

Казахандинский государственный технический университет, Караганда,

e-mail: winner591s@mail.ru

На основе анализа геологического строения условий залегания петрофизических характеристик продуктивных горизонтов нефтегазовых месторождений Прикаспийской впадины предложена классификация этих месторождений по типу коллекторов и положению залежей относительно солянокупольных структур. Разработаны таблицы сравнительных характеристик месторождений, разбитых на две группы по литологическому составу. Установлено, что надсолевой литологический комплекс сложен, в основном, терригенными отложениями, включающими песчано-глинистые породы с редким присутствием карбонатных пород верхней юры – верхнего мела. В пределах верхнепермского и триасового надсолевых комплексов наибольшей пористостью и проницаемостью обладают песчаные средней юры и мела, с которыми связана основная промышленная нефтегазоносность надсолевого комплекса. Большая распространенность углеводородного сырья связана с позднепалеозойским комплексом, в основном, карбонатных пород ранней нормы девона и карбоната. Характерной особенностью надсолевых газоконденсатных и нефтяных залежей является высокое содержание в них свободного и растворенного сероводорода. Принципом классификации месторождений по генетическим признакам формирования литологическому составу коллекторов, типу залежей может быть использован при прогнозировании других нефтегазовых залежей Прикаспийской впадины.

Ключевые слова: терригенные, карбонатные, надсолевые, подсолевые, грабены, ловушки, брахиантиклинальные

CHARACTERISTICS OF OIL AND GAS FIELDS OF THE CASPIAN DEPRESSION

Portnov V.S., Petrov S.N., Talerchik M.P.

Karaganda State Technical University, Karaganda, e-mail: winner591s@mail.ru

Having analyzed a geological structure of conditions of occurrence of petrophysical characteristics of productive horizons of Caspian Depression's oil and gas fields, we proposed classification of these fields by type of collectors and position of field relative to salt-dome structures. There are developed the tables of comparative characteristics of deposits divided into two groups according to lithological composition. It was found that the suprasalt lithological complex is formed mainly of terrigenous deposits, including sand and clay rocks with rare carbonate rocks of the Upper Jurassic – Upper Cretaceous. Within the Upper Permian and Triassic suprasalt complexes, sandy Middle Jurassic and Cretaceous complexes are of the highest porosity and permeability, which produce the major share of industrial oil and gas. High abundance of crude hydrocarbons is associated with Late Paleozoic complex of mainly calcareous rocks of early standards of Devonian and carbonate. A characteristic feature of suprasalt gas condensate and oil deposits is high content of free and dissolved hydrogen sulfide. The fields are classified by genetic traits of formation, lithological composition of collectors, and type of deposits. It can be used to predict other oil and gas deposits of the Caspian depression.

Keywords: terrigenous, carbonate, suprasalt, subsalt, graben, separator, brachianticlinal

Прикаспийская впадина (прикаспийская нефтегазоносная провинция НГП), включает в себя нефтегазоносные месторождения с весьма разнообразными петрофизическими характеристиками. На основе анализа которых разработаем таблицы сравнительных характеристик месторождений, разбитых на два типа по литологическому составу: карбонатные и терригенные. Так же на основе данного анализа рассмотренно геологическое строение условий залегания петрофизических характеристик продуктивных горизонтов нефтегазоносных месторождений Прикаспийской впадины, с предложением классификации данных месторождений по типу коллекторов и положению залежей относительно солянокупольных структур.

Распространение углеводородного сырья в Прикаспийской впадине связано

с позднепалеозойским комплексом, в основном, с карбонатными породами девонского и каменноугольного возрастов. Прикаспийская впадина имеет суммарную мощность осадочных отложений в ее центральной части 20–22 км. В пермское, в основном, в кунгурское время, накоплена мощная до 7–9 км толща соленосных отложений, что привело к интенсивному развитию соляной тектоники и образованию соляных куполов в последующие эпохи. Изучение структуры соленосной толщи важно для познания геологического строения впадины и решения задач, связанных с поисковыми работами и добычей нефти и газа. Нефтегазовыми породами-коллекторами в надсолевом разрезе являются терригенные (песчано-алевритовые) породы с хорошими коллекторскими свойствами. Над-

солевой структурный этаж имеет свыше 1300 солянокупольных поднятий, каждое из которых является потенциальной ловушкой и нефти и газа. В надсолевом комплексе основная нефтегазоносность связана с триасовыми, юрскими и нижнемеловыми отложениями. Структурные ловушки надсолевых залежей углеводородов сформированы солянокупольной тектоникой. На многих куполах впадины выделяются центральные (осевые) своды соли, ограниченные, так называемыми, первыми уступами, амплитуды которых измеряются первыми сотнями метров. Далее соль выполаживается, а затем круто погружается в глубокие межкупольные мульды. Амплитуды вторых уступов измеряются километрами. Нефтяные залежи не часто формируются непосредственно над центральными сводами поднятий соли, так как в надсолевых отложениях обычно образуются грабены, разрушающие слои-покрышки [1].

Однако известны надсводовые залежи месторождений (рисунок) Шубаркудуук, Орыкказган, Восточный Молдабек, Кенкияк, в которых над глубокопогруженными, мало-амплитудными поднятиями соли разрывная тектоника развита слабо, что способствует сохранению залежей нефти. К таким месторождениям относятся: Прорва Центральная и Восточная, Боранколь, Актобе, Королевская и др. Наиболее распространены месторождения, приуроченные к крыльям солянокупольных структур, где залежи экранируются сбросами: Акжар, Каратобе Южное, Макат и др. (рисунок), или первыми уступами соли: Мунайлы, Кульсары.

Антиклинальные складки иногда образуются над соляными карнизами. В таких условиях сформировалось крупное месторождение Котыртас Северный, Чингиз. Роль надежного экрана нефтяных структур может играть второй крутой уступ соли. Однако залежей нефти в подобных условиях выявлено мало (Кенкияк, Доссор). Имеются перспективы наращивания запасов надсолевой нефти с ловушками под соляными карнизами (рисунок). Такие месторождения известны лишь на нескольких куполах (Новобогатинское, Доссор Юго-Западный, Каратобе Южное). Изучение структуры кровли соли позволяет выявлять и определять форму соляных куполов, детально изучать их

строение, оконтуривать и трассировать сводовые части кровли и крутые уступы соли, определять их амплитуды, выявлять соляные карнизы, проследить разрывные нарушения надсолевых отложений, обусловленные соляной тектоникой. Для этих целей используется гравиразведка и сейсморазведка, так как соль обладает пониженной плотностью и повышенной скоростью распространения упругих колебаний. Наиболее сложным этапом геофизических работ является интерпретация полей из-за сложной морфологии соляных тел, изменчивостью петрофизического разреза и сложностью геологических задач [3].

Большинство солянокупольных поднятий имеет форму куполовидных поднятий и брахиантиклиналей. Как правило, в своде они имеют центральный грабен, имеющий простирание синхронное простиранию соляного ядра. Центральный грабен ограничен с обеих сторон основными разрывными нарушениями-сбросами, радиально к которым под разными углами примыкают второстепенные разрывы, разделяющие отдельные крылья на более мелкие поля и блоки [4].

Ведущим типом залежей солянокупольных поднятий является пластовая тектонически экранированная залежь, ограниченная в своей головной (приграбеновой) части основным тектоническим нарушением центрального грабена (Сагиз). Значительно меньшее распространение имеют пластовые сводовые, стратиграфически и литологически экранированные склоном соляного ядра залежи (Шубаркудук, Кокжеде). В триасовых отложениях выявлены подкарнизные залежи (пластовые экранированные солью карниза) (Каратобе Южное) (табл. 1).

Надсолевой литологический комплекс сложен в основном терригенными песчано-глинистыми отложениями с подчиненным присутствием карбонатных пород в верхней юре и верхнем мелу. В надсолевых отложениях открыто несколько десятков, в основном, нефтяных месторождений, в меньшем количестве – газонефтяных и газовых (Каратобе Южное, Шубаркудук, Кокжеде, Копа, Сагиз) (табл. 1).

Нефть (в%) Каратобе Южное – легкая, мелкосернистая (0,32), парафинистая (5,4), высокомаслянистая (18,28). Нефть

месторождения Шубартубек содержит серу (0,6), парафин (1,5), смолы и асфальтиты (53,1). На месторождении Кокжеде нефть тяжелее, сернистые (0,25–1,9) и парафинистые (0,6–2,43). Нефть юрских и меловых отложений месторождения Копа малосернистая, смолистые (8,75) и парафинистые (3,14). Нефтегазоносное месторождение Сагиз имеет довольно разнообразный состав попутного газа: метана (74,5–91,4%), этана (7,2–15,7%), пропана (0,04–0,3%), изобутана (0,04–0,3%), н-бутана (0,04–0,3%), азота и редких (0,016–0,043%), углекислого газа (0,3–0,88%). Нефть малопарафинистая (0,33–1,1%), малосмолистая (10,2%) с содержанием серы 0,09–2,2%.

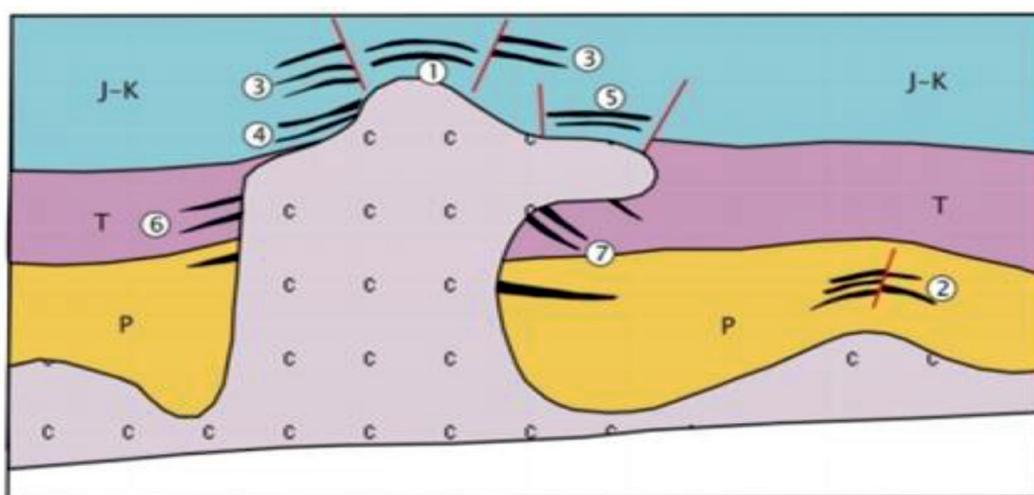
К важнейшим особенностям нефтегазоносными комплексами надсолевого этажа относится также отсутствие в нем региональных и контроль нефтегазоносности зональных и локальных покрышек, представленных в основном глинистыми породами. В пределах надсолевого мегакомплекса юго-восточной части Прикаспийской впадины в основном выделяются верхнепермско-триасовой и юрско-меловой нефтегазоносные комплексы. Триасовые и верхнепермские коллекторы обладают удовлетворительными емкостными и фильтрационными свойствами [5].

В верхнепермско-триасовом комплексе открыты месторождения Копа, Макат, Сагиз, Кулсары и др. Самые высокоемкие

и высокопроницаемые коллекторы – это песчаные пласты средней юры и мела. С юрско-меловым комплексом связана основная промышленная нефтегазоносность надсолевого комплекса. Так же в надсолевых толщах вскрыты месторождение Кокжеде (нижнетриасовых отложений и средней юры). Пористость коллекторов нефтегазонасыщенного комплекса составляет от 13 до 32,7%.

Промышленная нефтегазоносностью в верхнепермских, а также верхнемеловых и палеогеновых отложениях месторождений Кенкияк и Каратюбе с миграцией нефти из нижележащих регионально нефтегазоносных комплексов.

Месторождения, расположенные севернее реки Эмбы (Дос-сор, Макат, Сагыз, Байчунас, Кошкар и др.), содержат масляные нефти [1]. Они бессернистые, имеют низкое содержание парафина, смол, почти не содержат бензиновой фракции, но отличаются высоким содержанием высококачественных смазочных масел (особенно нижнемеловые). Основным типом месторождений надсолевого этажа являются месторождения солянокупольных поднятий, сложно построенные и разбитые многочисленными разрывными тектоническими нарушениями (сбросами) на отдельные крылья, поля и блоки, распределение нефтегазоносности в пределах которых также чрезвычайно сложное (Каратюбе Южное, Шубаркудук, Кокжеде, Копа, Сагиз) (табл. 1).



Типы залежей УВ в надсолевых отложениях: 1) Надсолевой, 2) Надсолевые на глубокопогруженных куполах, 3) Экранируемые сбросом центрального грабена, 4) Экранируемые сбросом центрального грабена, 5) Надкарнизные, 6) Контролируемые вторым уступом соли Доссор, 7) Подкарнизные

Таблица 1

Характеристика месторождений нефти и газа терригенных отложений
Восточной, Юго-Восточной части Прикаспийской впадины
(Астрахань-Актюбинская и Южно-Эмбенская области)

Геологическая х-ка	Каратобе Южное	Шубаркудук	Кокжеде	
1	2	3	4	
Условия осадконакопления (У)	Антиклинальная складка ограниченная соленым массивом	Две бранхиактикли-нальные складки, разделенные субширотным нарушением	Бранхиантиклинальная складка субширотного простирания	
Возраст отложений (В)	Казанский ярус верхней перми (P ₁₋₂)	Пермо-триас	Нижнетриасовые отложения (Т ₁) и средняя Юра (Ю ₂)	
Тип залежи (ТЗ)	Пластовая, экранированная крутым склоном соли	Пластовая сводная, с литологическим экранированием	Пластовая сводная (две терригенные толщи)	
			Т ₁ ; Т ₂ ; Т ₃	Ю ₂ ; Ю ₃
Глубина залегания (Н, м)	2400(скв63)-3010(скв69) отметка ВНК 2739 м	375	450-580	300-375
Состав пород (С)	Песчаники, аргелиты, глины	Слабо-цементированные песчаники, мелкозернистые	Песчаники мелкозернистые, глины	Песчаники мелко-, среднезернистые, глины
Типы и классы коллекторов (ТК)	Поровый (1-2 классы), реже кавернозный	Поровый (1 класс), сложно каверновопоровые	Поровый (2-4 класс), каверново-трещеноватый	Поровый (1-3 класс), порово-каверноватый
K _n	0.67	0.7	0.7	0.8
K _n , %	17.8	17-27	13-18	17-32
h ₂ , м	17.5-39.9	5.8	6-18.7	+ 6-27
P _{из} , МПа	31	3.5	3.46-5.98	1.9-2.87
ρ, кг/м ³	852	910	843 (Т ₃) 890-919 (Т ₃₂ , Т ₂)	884-950

Окончание табл. 1

5	6		
Копа	Сагиз		
Соленосные образования кунгурского яруса нижней перми	Трехкрылая солянокупольная структура		
Пермо-триас, нижней и средней юры, нижнего мела и неогена	В нижнемеловой продуктивной части выделяют горизонты Ал-I (среднеальбский), А- II и А-III (апатские), Н-IV, Н-V (неокомские), в средней юре (Ю-VI Ю-VII, Ю-VIII, Ю-IX) и в пермо-триасе (ПТ-I, ПТ-II, ПТ-III)		
Пластовая сводная, с элементами стратиграфического и тектонического экранирования	Ал-I, А-II и А-III, Н-IV, Н-V	Ю-VI Ю-VII, Ю-VIII, Ю-IX	ПТ-I, ПТ-II, ПТ-III
	31-422	131-748	174-1083
192-659	ВНК проводится на отметках - 87-1266 м		
Разнозернистые пески и песчаники	Песчаники мелкозернистые, среднезернистые, глины		
Поровый (1-2 классы), реже кавернозный	Поровый (1-3 класс), порово-каверноватый		
0.58-0.68	0.56-0.7		
21-28	20-30		
5.4-86	2.4-11.3	2,25-18	9.35-15.1
1.9-7.2	0.9-7.0		
23-36	13-45		
868	795-897.2		

Таблица 2
Характеристика месторождений нефти и газа карбонатных отложений Прикаспийской впадины

	Карашыганак	Жанажол	
1	2	3	
У	Рифовый массив	Мелководный шельф	
В	Раннепермский каменноугольный (P ₁ -C)	Каменноугольный (C)	
ТЗ	Массивная	Пластово-массивная, нефтегазоконденсатная (две карбонатные толщи)	
H, м	3750–5360 (ВНК-4950 м, ГНК-5150 м)	2568 (скв. 19) – 3264 (скв. 62) ГНК (2560 м), ВНК (2663–2650 м)	3096 (скв. 62) – 4511 (скв. 3)
С	Известняки, доломиты	Известняки, доломиты	Известняки
ПП	Перекристаллизация, доломитизация, выщелачивание	Выщелачивание, доломитизация, кальцитизация	Кальцитизация
ТК	Поровый (3–4 классы), каверново-поровый, трещинный, порово-каверново-трещинный	Каверново-поровый, поровый (1–2 классы), каверново-трещинный, трещенный	Поровый 5–6 классы, сложный порово-трещинный
K _н	0.92	0.80–0.87	0.82–0.89
K _п	0.90 (), 0.89 (C)	0.79–0.82	0.78–0.83
K _н , %	6(газоконденсатной части) – 7 (нефтяной)	11–14	9.5–12.6
ПР	Линзовидный, пятнистый	Выдержанный пластовый	
h _{эм} , м	200 газонасыщенные, 45.7 нефтенасыщенные	7.4-18 (нефтенасыщенные), 11-26 (газонасыщенные)	7.7–54 (нефтенасыщенные), 29.1–52.5 (газонасыщенные)
P, МПа	53.8 (P ₁), 56.7 (C)	28.7–29.64	37.5–39.6
t, °C	67–89	57–62	77–81
ρ, кг/м ³	861–830	833–836	884–950

Окончание табл. 2	
4	5
Кенкияк	Тенгиз
Мелководный шельф	Рифовый массив
Раннепермский среднекаменноугольный (P ₁ -C ₁)	Каменноугольный-девонский (C ₁ -D ₃)
Массивная нефтяная залежь	Массивная нефтяная залежь, наличие аномально высокого пластового давления
3800–4800	3867–5415 (ВНК-условно принят 5415)
Переслаивание песчаников и алевролитов	Известняки биогермные, биоморфные, органогенно-обломочные, фораминиферово-водорослевые
Кальцитизация средняя, перекристаллизация	Перекристаллизации, доломитизация, выщелачивания
Поровый, сложно порово-трещинный, трещинный	Поровый, трещинный, порово-трещинный, порово-каверново-трещинный
0.7–0.8	0.82
14–30.8	до 24
Пластовый, невыдержанный	Линзовидный
Суммарный продуктивный этаж охватывает 160–4300	–
2–4	84.24
23	105
876–909	789
Нефть: серы (0,43–0,81), пара-финов (0,37–2,97), смол (6,2–11,4)	Нефть сернистая (0,7), парафинистая (3,69), малосмолистая (1,14), содержит (0,13) асфальтенов

К карбонатным отложениям подсолевого комплекса приурочены крупнейшие месторождения нефти и газа – Тенгиз, Карашыганак, Астраханское и др. Характерной особенностью подсолевых газоконденсатных и нефтяных залежей является высокое содержание в них свободного и растворенного (попутного) сероводорода (от 1 до 24%), что усложняет их разработку (Тенгиз, Карашыганак, Жанажол), который является химическим сырьем для получения серы. В подсолевых отложениях Прикаспийской провинции величина начального пластового давления колеблется от 29 до 84 Мпа. Изменения в области температур залежей достигает 105 °С (Тенгиз). Характерной особенностью подсолевого этажа провинции является наличие в нём обширного карбонатного массива. Нефтегазовмещающими коллекторами в подсолевом разрезе, чаще всего, служат карбонатные образования и, в первую очередь, органогенные известняки (Тенгиз, Жанажол, Карашыганак) (табл. 2) [2].

В подсолевых отложениях месторождений залежи контролируются высокоамплитудными куполовидными и брахиантуклинальными поднятиями (Жанажол), а также тектоно-седиментационными и рифогенными выступами (Тенгиз, Карашыганак) (табл. 2).

Интервалы глубин залегания подсолевых продуктивных комплексов колеблются от 2568–4511 м (Жанажол) и 3800–4800 м (Кенкияк) до 3750–5415 м и более (Тенгиз, Карашыганак).

Газ месторождения Карашыганак содержит (в%): метана (70,6), этана (6,1), пропана (2,9), бутанов (1,8), азота (0,7), сероводорода (3,5), двуокиси углерода (5,6), меркаптанов (0,07); газы карбонатной толщи (2568–3264 м) месторождения Жанажол: тяжелые, этанолсодержащие, тяжелые углеводороды (33,75–35,57), метана (48,7), сероводорода (5,97); нижней карбонатной

толщи (3096–4511 м): этанолсодержащие, тяжелые углеводороды (33,75–35,57), метана (48,7), сероводорода (5,97). Нефти месторождения Жанажол легкие, сернистые (0,4–1,11), парафинистые (3,95–7,10) с содержанием смол (4,23–6,28) и асфальтенов (0,43–1,78). Газовый конденсат Карашыганак содержит (в%): парафина (1,8–3,0), смол (1,0–1,7), серы (0,55–2,16), меркаптанов (0,09–0,26). На месторождении Кенкияк нефть содержит (в%): серы (0,43–0,81), парафинов (0,37–2,97), смол (6,2–11,4), а на месторождении Тенгиз смол в нефти (в%) – 0,7, парафинов – 3,69, смолистость – 1,14, асфальтенов – 0,13.

В подсолевых отложениях Прикаспийской провинции выявлены нефтяные гиганты Тенгиз, Кашаган, нефтегазоконденсатный гигант Карашыганак, газоконденсатное Астраханское месторождение, а так же: Жанажол (нефть, конденсат, газ), Кенкияк (нефть), Имашевское (конденсат, газ), Урихтау (конденсат, газ), Алибек-молла (нефть). Газоконденсатные подсолевые месторождения имеют высокое содержание (выход) конденсата от 580 г/м³ (Астраханское ГКМ) и 614 г/м³ (Жанажол) до 644 г/см³ и более (Карашыганак) (табл. 2).

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Абилхасимов Х.Б. (ТОО «Гео-Мунай XXI»), VIP Studio [Электронный ресурс] – 2008.
2. Абдуллина А.А., Беспяева Х.А., Воцалевского Э.С., Даукеева С.Ж., Мирошниченко Л.А. Месторождения нефти и газа Казахстана. – Алматы, 1998.
3. Багринцева К.И. Атлас карбонатных коллекторов месторождений нефти и газа Восточно-Европейской и Сибирской платформ / Багринцева К.И., Дмитриевский А.Н., Бочко Р.А. – М., 2003.
4. Глузов И.Ф., Маловицкий Я.П., Новиков А.А., Сеин Б.В. Региональная геология и нефтегазоносность Каспийского моря. – М.: «Недра», 2004.
5. Часть 1 «Западный Казахстан» – Даукеев С.Ж., Воцалевский Э.С., Шлыгин Д.А., Пилифосов В.М. Часть 2 «Восточный Казахстан» – Даукеев С.Ж., Воцалевский Э.С., Шлыгина Д.А., Пилифосова В.М., Парагульгова Х.Х., Колонийца В.П., Комарова В.П. Г55 Глубинное строение и минеральные ресурсы Казахстана. В 3 томах. Том 3. Нефть и газ. – Алматы, 2002.