

10. Ovchinnikov V. P., Dvoynikov M. V., Gerasimov G. T., Ivantsov A.Yu. *Tekhnologii i tekhnologicheskie sredstva bureniya iskrivlennykh skvazhin* [Technologies and technological means of drilling of the bent wells], Tyumen, Tyumen State Oil and Gas University Publ. House, 2008. 152 p.

11. Orkin K. G., Yurchuk A. M. *Raschety v tekhnologii i tekhnike dobychi nefi* [Calculations in technology and technology of oil extraction], Moscow, Nedra Publ., 1967. 380 p.

ЛИТОЛОГО-СТРАТИГРАФИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ГЕОЛОГИЧЕСКОГО РАЗРЕЗА ЮГО-ЗАПАДНОГО ПРИКАСПИЯ

Мухашева Алина Хаирловна, аспирант, Астраханский государственный университет, 414000, Российская Федерация, г. Астрахань, пл. Шаумяна, 1, e-mail: alina_muhasheva@mail.ru

Волго-Ахтубинский регион по величине оцениваемых начальных запасов свободного газа относится к категории уникальных, по сложности строения – к категории трудноизвлекаемых, характеризующихся невыдержанностью толщин и коллекторских свойств и возможным наличием тектонических экранов. Основными факторами, осложняющими разработку этих запасов, являются слабая изученность сложнопостроенной продуктивной толщи башкирского яруса, определяющего ограниченное количество представительных исходных данных для проведения технологических расчетов; трещинно-поровый тип коллектора, характеризующейся крайне низкой проницаемостью матрицы породы. По аналогии с близко расположенным Волго-Ахтубинским регионом следует ожидать развитие зонально-очагового развития зон высокой продуктивности. По имеющимся данным Волго-Ахтубинский регион может быть отнесен к категории уникальных по запасам и составу флюидной системы. Утвержденные запасы залежи башкирского яруса составляют около 1 трлн м³ газа, конденсата около 250 млн т. Компонентный состав флюида отличается высоким содержанием кислых компонентов. Башкирский продуктивный горизонт характеризуется существенной неоднородностью строения по площади и разрезу, низкими емкостными характеристиками и показателями проницаемости. Все это существенно снижает результативность проведения геологоразведочных работ.

Ключевые слова: литология, стратиграфия, отложение, бурение, свод

LITHOLOGICAL AND STRATIGRAPHIC CHARACTERISTICS OF THE GEOLOGICAL SECTION OF THE SOUTH-WESTERN PRE-CASPIAN

Mukhasheva Alina Kh., post-graduate student, Astrakhan State University, 1 Shaumyan sq., Astrakhan, 414000, Russian Federation, e-mail: alina_muhasheva@mail.ru

Volga-Akhtubinsk region in size of the estimated opening inventories of free gas belongs to the category unique, on complexity of a structure to category of the hardly removable, characterized by unevenness thickness and collection properties, and possible availability of tectonic screens. The major factors complicating development of these inventories are: weak study of productive thickness of the complex structure of the Bashkir tier determining limited quantity of representative basic data for carrying out technological calculations; treshchinno-porovy type of a collector, the characterized extremely low permeability of a matrix of breed. By analogy with close located Volga-Akhtubinsk region it is necessary to expect development of zone and focal development of zones of high productivity. According to the available data the Volga-Akhtubinsk region can be referred to category unique on inventories and structure of fluid system. The approved inventories of a deposit of the Bashkir tier constitute about 1 trillion m³ of gas, condensate about 250 million tons.

The component structure of a fluid differs in the high content of sour components. The Bashkir productive horizon is characterized by essential heterogeneity of a structure on the area and a section, low capacitor characteristics and indicators of permeability that significantly reduces effectiveness of conducting exploration works.

Keywords: lithology, stratigraphy, sedimentation, drilling, coving

На рисунке 1 представлена структурная карта башкирских отложений Астраханского свода. Покрышкой для башкирского яруса являются нижнепермские отложения, представленные единой глинисто-кремнисто-карбонатной толщей сакмаро-артинского возраста. Фильтрационно-емкостные свойства известняков башкирского яруса характеризуются следующим количественными показателями: 330 образца, пористость – 330, проницаемость – 189, остаточная водонасыщенность – 184, газонасыщенность – 69.

Продуктивность башкирских отложений доказана испытаниями скважин № 1 Приморская и № 2 ЦАГКМ. При испытании скважины № 3 ЦАГКМ испытателем пластов на кабеле получены непромышленные притоки пластовых флюидов. В скважине № 1 Приморская первичное опробование было осуществлено после завершения ее бурения в 2004 г. В результате проведенных работ в пробах, отобранных после первой перфорации и проведения работ по вызову притока на дизельном топливе, было выявлено содержание техногенных углеводородов, закачанных в скважину, но не обнаружено следов конденсата пластового продукта. После повторной перфорации и солянокислотной обработки были получены пластовые конденсаты, не имеющие техногенных примесей. В остальных многочисленных пробах конденсаты пластового происхождения отбирались в смеси с продуктами реакций и нефтью. В сентябре 2013 г. на скважине проведены новые испытания продуктивного башкирского объекта с проведением интенсифицирующей солянокислотной обработки (СКО). В результате из скважины получен фонтанный приток газа и жидкости (конденсата и воды) невысокой интенсивности. Плотность конденсата изменялась в пределах 0,79–0,80 г/см³. В процессе испытания доля воды и ее плотность в жидкости притока снижались соответственно с 17,2 до 1,1 % об. и с 1,15 до 0,99 г/см³.

В скважине № 2 ЦАГКМ при испытании 24–28.04.2009 г. первого объекта в интервале 4313,0–4330,0 м был получен приток газированной пластовой воды ($Q_v = 8,4$ м³/сут, $d_{шт} = 6,3$ мм, $\Delta P = 21$ МПа). При испытании второго объекта 20.06–04.07.2009 г. в интервале 4248,0–4302,0 м был получен приток газа и жидкости низкой интенсивности (дебит жидкости 7,0 м³/сут.). Состав газа свидетельствует о притоке пластового флюида газоконденсатной залежи. При испытании объекта 05–22.08.2009 г. в интервале 4248,0–4287,5 м после интенсификации притока солянокислотной смесью получен фонтанный приток газа и жидкости невысокой интенсивности. Приток жидкости в поверхностных условиях представлен смесью конденсата, пластовой и технической воды. Максимальный дебит газа сепарации был достигнут в процессе неустановившейся обработки на устьевом штуцере диаметром 12,7 мм и составил 142,9 тыс. м³/сут, дебит воды – 31,1 м³/сут, выход конденсата – 46,7 м³/сут. В скважине № 3 ЦАГКМ опробование башкирских отложений производилось в открытом стволе. По этим результатам объект исследования характеризуется как карбонатный коллектор с низкими фильтрационными и продуктивными параметрами.

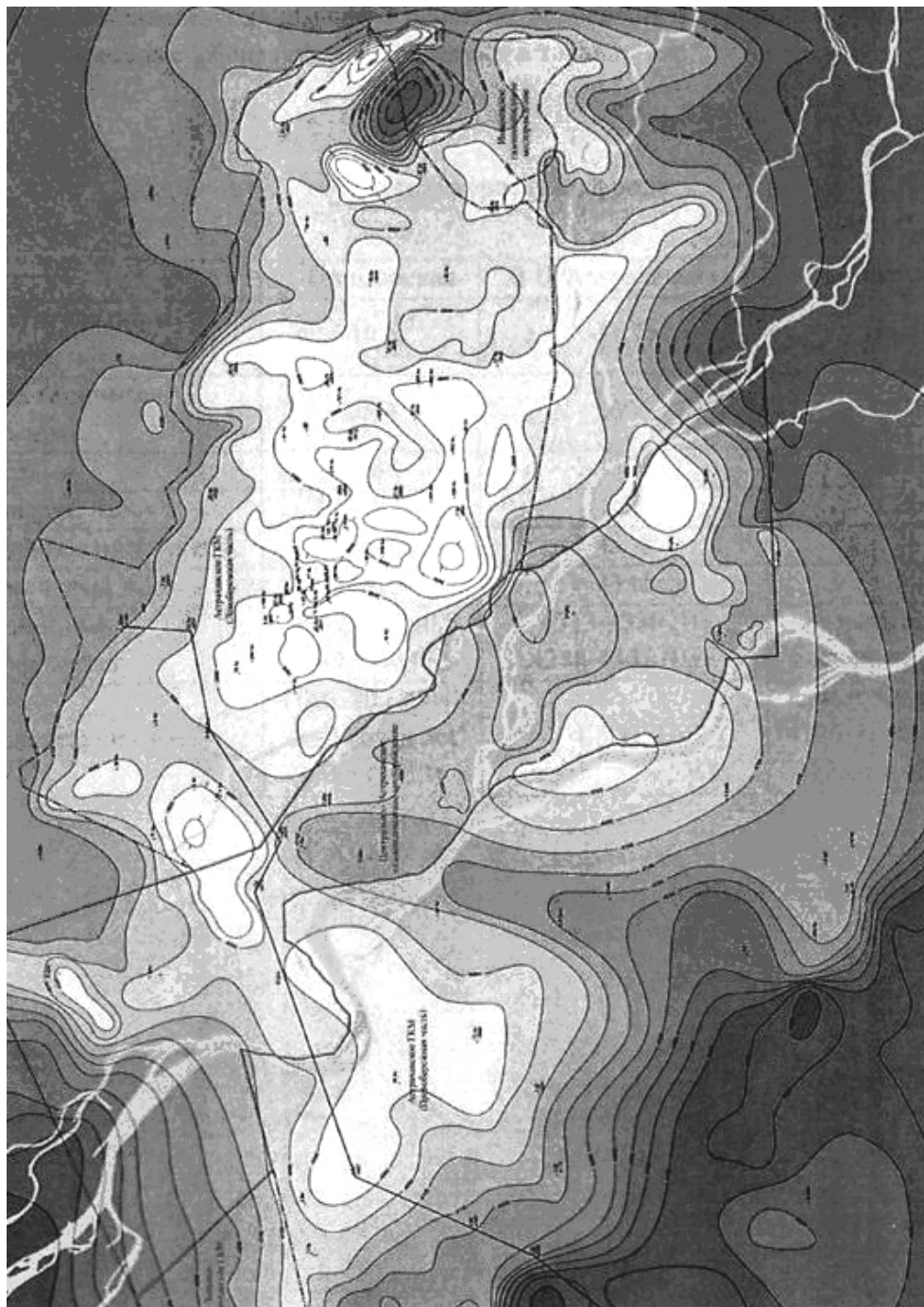


Рис. 1. Структурная карта по кровле башкирских отложений Астраханского свода

В геологическом строении Волго-Ахтубинского региона (ВАР), расположенного на Астраханском своде, принимают участие, по данным бурения, отложения каменноугольной, пермской, триасовой, юрской, меловой и палеогеновой систем, а также четвертичного возраста (рис. 2). Более древние отложения (D_1 – D_3) по данным сейсмических работ в пойменной части ВАР со-

кращаются по толщине, возможно, до полного их выклинивания. Каменно-угольные отложения, вскрытые бурением в интервале глубин 4010–4188 м, литологически сложены в основном карбонатными породами и являются самыми древними в изученном бурением разрезе ВАР. Они представлены средним отделом в объеме башкирского яруса.

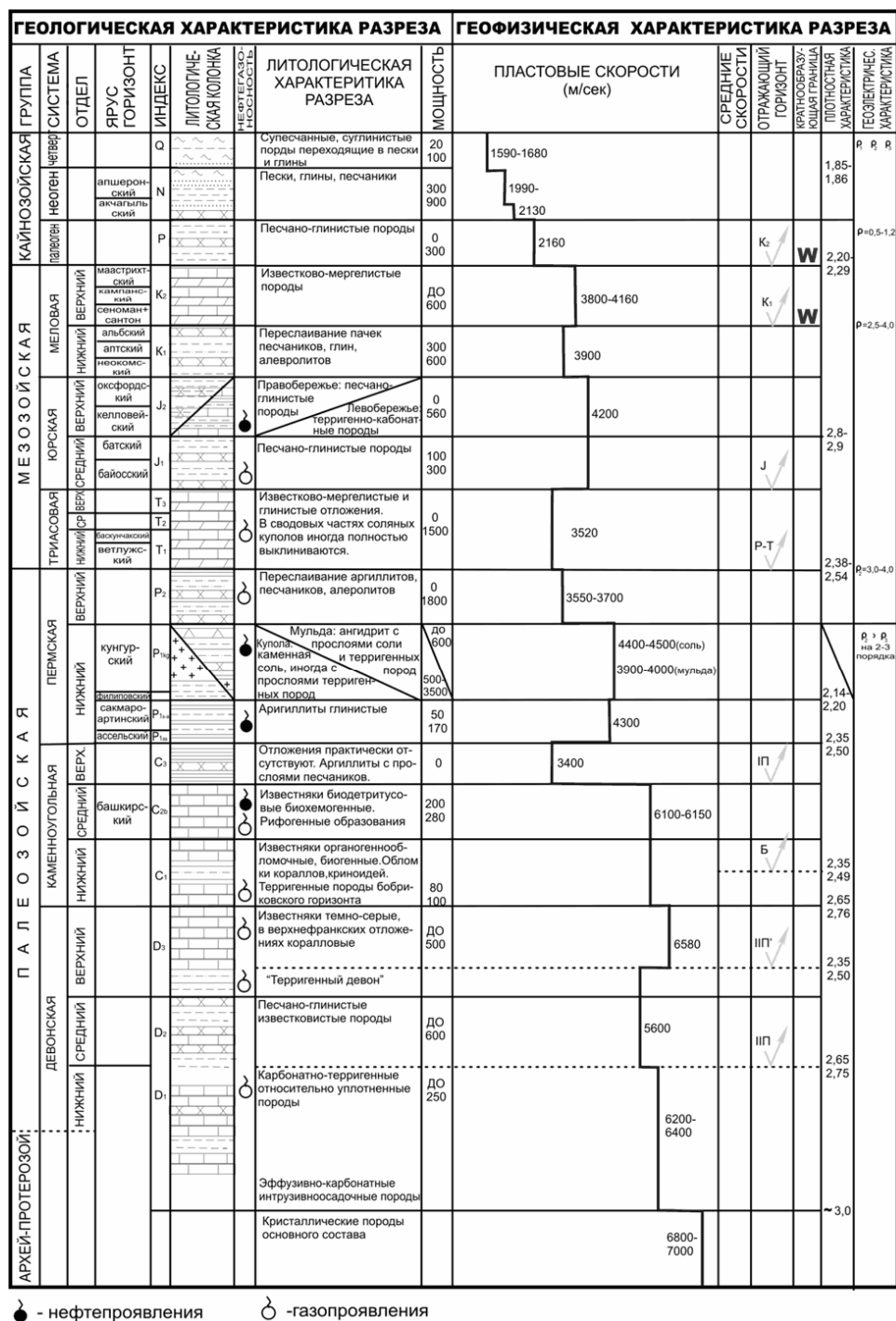


Рис. 2. Геолого-геофизический разрез Волго-Ахтубинского региона

Карбонатные отложения известняков башкирского яруса продуктивны в скв. 1 Приморской в центральной части ВАР. При испытании интервала 4040,5–090,5 м (а.о. –051,1...–4101,1) скважины Приморская-1 был получен газ дебитом 262 тыс. м³/сут. Карбонатные отложения образуют мощную (вскрыто более 177 м) толщу органогенных и биохеогенных известняков, в разной степени перекристаллизованных и сформировавшихся в условиях мелководного морского бассейна. Нижняя граница карбона не вскрыта бурением. Верхняя граница с перекрывающими нижнепермскими образованиями установлена на глубине 4010 м, несогласного залегания, и к ней приурочен сейсмический отражающий горизонт 1П. Вскрытые отложения по комплексу фауны и геофизической характеристике подразделяются на нижнебашкирский и верхнебашкирский подъярусы.

Нижнебашкирский подъярус (C_2b_1). Представлен в объеме северокельтменского и прикамского горизонтов.

Северокельтменский горизонт ($C_2b_1^{sk}$). Отложения этого возраста образуют однородную толщу известняков. Нижняя граница горизонта бурением не вскрыта, а верхняя с перекрывающими отложениями прикамского горизонта и прослеживается по БК и КС пониженными кажущимися значениями сопротивлений. Толщина горизонта более 66 м.

Прикамский горизонт ($C_2b_1^{pk}$). Прикамский горизонт сложен толщей известняков. В верхней части преобладают известняки розовато-серые доломитизированные массивные, скрытокристаллические. В средней части – известняки светло-серые, серые и серо-буроватые органогенно-обломочные с сетью микротрещин, наполненных битумом, с прослойками гравийно-песчаного материала. Ниже – известняки темно-серые, серовато-бурые, местами до черного, мелкозернистые, органогенно-обломочные, преимущественно фораминиферовые, микротрещиноватые. Микротрещины часто выполнены битумом и наполнены песчано-гравийным карбонатным материалом. Встречаются биохеогенные разности.

Граница с подстилающими карбонатами северокельтменского горизонта согласная, постепенная, проводится по падению кажущихся значений сопротивлений БК и КС на глубине 4122 м в скважине Приморская-1. Верхняя граница с перекрывающими известняками черемшанского горизонта также согласная и проводится по смене фаунистического комплекса. Толщина отложений прикамского горизонта достигает 86 м.

Верхнебашкирский подъярус (C_2b_2)

Черемшанский горизонт ($C_2b_2^{cr}$). Отложения черемшанского горизонта представлены темно-серыми известняками, водорослевыми и органогенно-обломочными водорослевого состава с фауной, как широкого вертикального распространения среднекаменноугольного возраста, так и характерной для черемшанского горизонта башкирского яруса.

В строении разреза черемшанского горизонта принимают участие и терригенные разности, представленные в основном аргиллитами. Аргиллиты зеленовато-серые, слабо известковистые, неяснослоистые, с рассеянными вкраплениями агрегатов микрозернистых сульфидов.

Известняки черемшанского горизонта согласно и без перерыва перекрывают карбонаты прикамского горизонта. Граница между ними проводится по корреляции пачек, выделяемых по материалам ГИС и по смене микрофауны.

В свою очередь, породы черемшанского горизонта несогласно и с большим перерывом в осадконакоплении перекрываются глинисто-кремнисто-карбонатной толщей раннепермского возраста. Толщина отложений черемшанского горизонта более 25 м, а всего башкирского яруса достигает 177 м.

Пермская система (P)

Нижний отдел (P₁). Нижнепермские отложения с большим перерывом залегают на породах башкирского яруса и представлены единой глинисто-кремнисто-карбонатной толщей сакмаро-артинского возраста и кунгурскими сульфатно-карбонатно-галагенными образованиями, являющимися покрывкой возможных перспективных нефтегазоносных резервуаров. Залегают они на глубинах 1067–4010 м и образуют мощную до 2943 м толщу карбонатных глин (галопелитов).

Сакмаро-артинский ярус (P_{1s-ar}). Отложения этого возраста представлены переслаиванием темно-серых, черных битуминозных аргиллитов, доломитов, глинистых известняков.

Аргиллиты черные, известковистые, тонкослоистые, прослоями известково-кремнистые до сильно окремнелых, плотные, битуминозные, мелкопористые. Известняки темно-серые до черных, скрытокристаллические, неравномерно окремнелые, плотные, глинисто-битуминозные, средней крепости, прослоями переходящие в сульфатно-карбонатную породу, глинистую, светло-серую, тонкокристаллическую, с включениями тонкодисперсных битумов, сильно пиритизированную. Они несогласно залегают на карбонатах башкирского яруса и согласно перекрываются породами филипповского горизонта (P_{1fl}). Толщина сакмаро-артинских отложений достигает 110 м.

Кунгурский ярус (P_{1k}). Кунгурские отложения яруса представляют собой мощную галогенную формацию, подразделяющуюся на две части: верхнюю – галогенно-сульфатную, выделенную в иреньский горизонт, и нижнюю – карбонатно-сульфатную (филипповский горизонт).

Филипповский горизонт (P_{1fl}). В кровле горизонта залегает пласт известняков темно-серых, буровато-коричневых, скрытокристаллических, тонкослоистой текстуры, битуминозных (рис. 3).

Ниже в разрезе выделяется пачка ангидритов серых, светло-серых, тонко-мелкокристаллических, средней и слабой крепости, с неравномерными микрослойками известняков буровато-серых или коричневых, тонко-, микрозернистых.

В нижней части горизонта залегают известняки коричневато-серые, темно-бурые, доломитизированные, мелкозернистые, с прослоями и включениями ангидрита, переходящие в сульфатно-карбонатные породы темно-серого цвета, волнисто-слоистой структуры за счет частого переслаивания ангидритов темно-серых и известняков доломитистых коричневато-серых. Толщина горизонта до 35–40 м.

Иреньский горизонт (P_{1kg^{ir}}). В кровле горизонта выделяется пачка ангидритов толщиной около 20 м (кепрок) светло-серых, белых с желтоватым и розоватым оттенком, мелкокристаллических, однородной, реже пятнистой текстуры, средней крепости. Ниже подавляющую долю в литологическом разрезе составляет каменная соль (галит), преимущественно бесцветная или серая, прозрачная, полупрозрачная, реже розоватая и желтоватая, разнокристаллическая, обычно крупно и среднекристаллическая.

В солях выделяются прослои глин обычно серых (от светлых до темных разностей), пластичных и вязких, иногда уплотненных, аргиллитоподобных, с неравномерной примесью алевритистого, известковистого и гипсового материала. Толщина прослоев 1–5 м, единично 25 м.

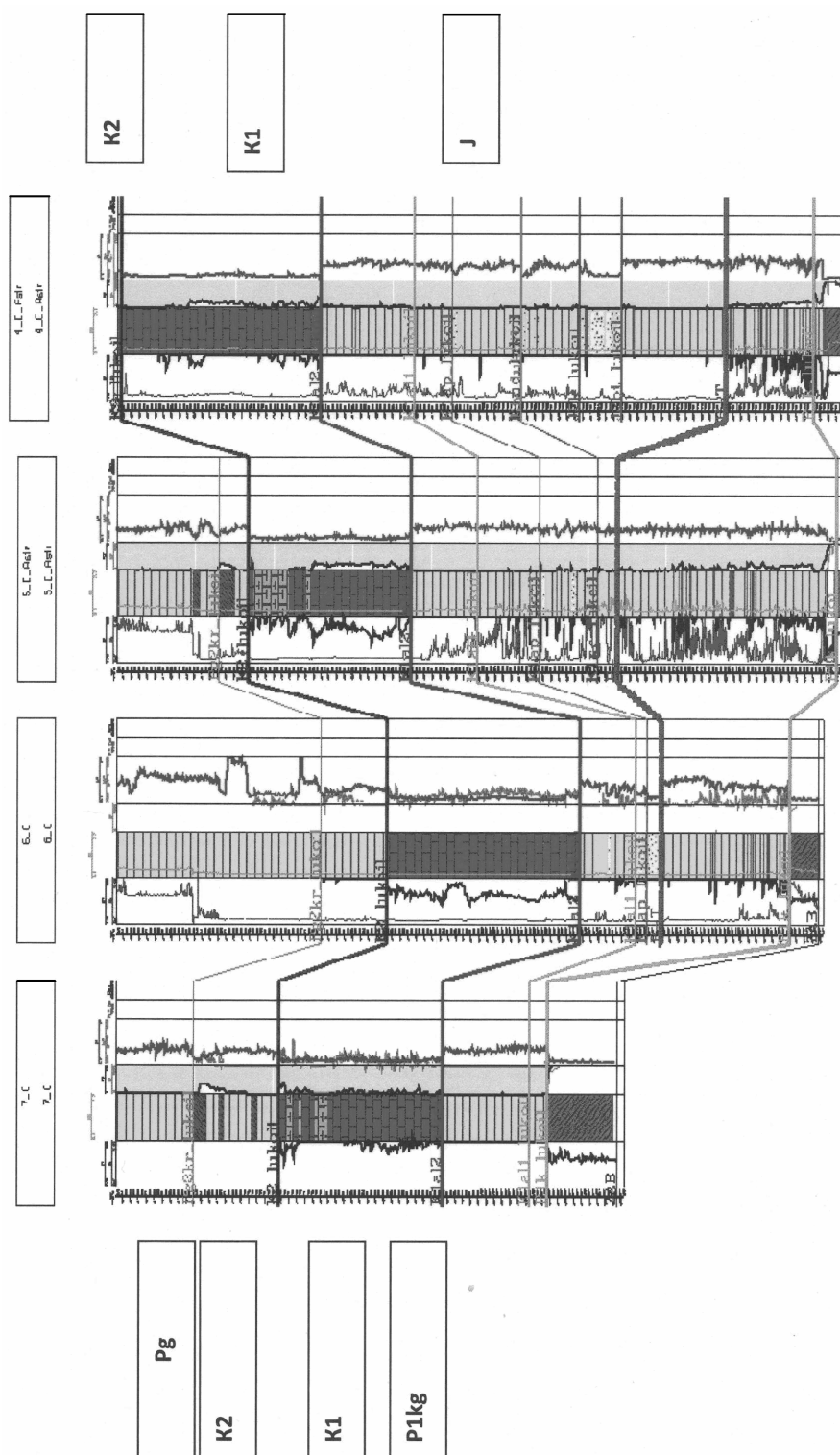


Рис. 3. Межскважинная корреляция надсолевых горизонтов по скважинам 7-С, 6-С, 5-С, 4-С

В верхней и нижней частях разреза отмечаются многочисленные тонкие прослои ангидритов (иногда в ассоциации с гипсами) белых, светло-серых, розовато-серых, желтовато-серых, пестроцветных, скрыто- и мелкокристаллических, слабой и средней крепости, толщиной 1–5 м.

В нижней части разреза в солях выделяются пачки ангидритов, к которым приурочены единичные прослои глин и карбонатных пород толщиной 1–3 м. Глины серые, тонкослоистые, алевролитистые. Известняки глинистые буровато-серые, мелкозернистые, тонкослоистые, доломитистые, плотные, средней крепости, в нижней пачке неравномерно битуминозные. Доломиты темно-серые, глинисто-известковистые, тонко- и мелкозернистые, средней крепости со следами окремнения. Толщина горизонта достигает 2800 м и более в куполах и массивах.

Мезозойская эратема (MZ).

Триасовая система (T). Нерасчлененные верхнепермско-триасовые отложения с большим стратиграфическим перерывом залегают на породах кунгурского яруса нижнего отдела пермской системы и, в свою очередь, несогласно перекрываются терригенными образованиями среднего отдела юрской системы. Толщина их достигает 93 м (табл. 1).

Таблица 1

Освещенность керном продуктивных пластов Междуречья

№ скважины	Забой, м	Стратиграф. горизонт	Интервал отбора керна: глубина отбора абсолютная отметка отбора , м	Проходка с отбором керна, м	Вынос керна	
					м	%
1 Приморская	4188,0	C ₂ b	<u>4004,00–4013,00</u> –4014,60–4023,60	9	4	44,4
			<u>4013,00–4013,30</u> –4023,60–4023,90	0,30	0,30	100,0
			<u>4019,00–4032,00</u> –4029,60–4042,60	13,00	0,40	3,0
			<u>4032,00–4039,00</u> –4042,60–4049,60	7,00	6,50	93,0
			<u>4039,00–4049,00</u> –4049,60–4059,60	10,0	9,00	90,0
			<u>4051,00–4066,00</u> –4041,60–4076,60	15,00	15,00	100,0
			<u>4066,00–4079,00</u> –4076,60–4089,60	13,00	13,00	100,0
Всего:				67,30	48,20	68,2
Из них по продуктивным пластам				58,30	44,20	75,8
2 Централь- Астраханская	4400,0	P ₁ ar	4203,00–4206,70	3,70	2,90	78,4
			4206,72–4209,82	3,1	3,10	100,0
			4220,03–4233,89	13,86	13,86	100,0
			4233,89–4252,18	18,29	18,29	100,0
		C ₂ pr	<u>4252,18–4270,29</u> –4054,80–4069,80	18,11	18,11	100,0
			<u>4270,29–4284,14</u> –4069,80–4081,60	13,85	13,85	100,0
			<u>4284,94–4302,98</u> –4089,40–4098,90	18,04	17,07	94,6
			<u>4302,98–4319,52</u> –4098,90–4113,10	16,54	7,43	44,9
		C ₂ pr+sk	<u>4322,26–4331,40</u> –4114,90–4122,90	9,14	9,14	100,0
Всего:				114,63	103,75	90,5
Из них по продуктивным пластам				75,68	65,60	86,7
Итого по месторождению				181,93	151,95	83,5

Юрская система (J). Представлена только средним отделом.

Средний отдел (J₂). В кровельной части разреза залегает пласт песчаников серых, полимиктовых, глинистых. Ниже по разрезу преобладают глины с редкими прослоями слабосцементированных песчаников и алевролитов. Глины серые, темно-серые, вязкие, пластичные, слабо известковистые. Алевролиты серые, полиминеральные, на глинисто-карбонатном цементе базального типа, слабослюдистые, участками пиритизированные.

В нижней части разреза над глинами преобладают алевролиты серые, светло-серые, полимиктовые, на глинисто-карбонатном цементе базального типа, участками пиритизированные, переходящие в песчаники зеленовато-серые, кварцево-глауконитовые, слюдистые, мелкозернистые, с включениями кристаллического пирита (в шламе обломки до 2 мм). Границы с подстилающими (Т) и перекрывающими (К) отложениями – несогласные. Толщина среднеюрских отложений составляет 134 м.

Меловая система (K). Меловые отложения представлены верхним и нижним отделами.

Нижний отдел (K₁). Раннемеловые отложения представлены преимущественно песчаными алевролитовыми разностями с подчиненными прослоями глин. Песчаники серые, желтовато-серые, кварцево-глауконитовые, кварцево-полевошпатовые, средне-, крупнозернистые, на глинисто-карбонатном цементе базального и порово-базального типа, средней крепости. Алевролиты серые, глинистые, слабослюдистые с включением зерен глауконита и мелкокристаллического пирита. Глины серые, темно-серые до черных, уплотненные, аргиллитоподобные, тонкоалевритовые, слюдистые. Толщина нижнего мела более 200 м, однако может достигать больших значений в компенсационных межсloевых мульдах.

Верхний отдел (K₂). Позднемеловые отложения, залегающие на глубине 521–638 м, представлены преимущественно глинами с подчиненными прослоями песчаников и алевролитов. Глины темно-серые до черных, уплотненные, аргиллитоподобные, тонкоалевритовые, слюдистые, с включениями зерен глауконита и крупнокристаллического пирита. Песчаники темно-серые, тонко-, мелкозернистые, полиминеральные, на глинисто-карбонатном цементе базально-порового типа, слабой крепости, слабослюдистые с включениями зерен глауконита и кристаллов пирита. Алевролиты серые, глинистые, слабой крепости, слабослюдистые.

Граница с подстилающими отложениями (K₁) – согласная, а верхняя (Р) – несогласная (табл. 2). Толщина верхнего мела достигает 117 м. Общая толщина меловых отложений более 320 м.

Кайнозойская эратема (KZ)

Палеогеновая система (P). Палеогеновые отложения представлены в основном глинами с прослоями карбонатных пород. Глины серые, прослоями с голубоватым и зеленоватым оттенком, вязкие, пластичные, легко разбухающие в воде, реже уплотненные, аргиллитоподобные, в различной степени известковистые до мергелей, в нижней части разреза с прослоями известняков светло-серых, белых, биохомогенных, слабой крепости. Мергели серые, зеленовато-серые, слабой крепости с примесью алевроитового материала, с включением чешуек слюды.

В подошвенной части выделяется пачка известняков светло-серых, белых, биоморфных, средней и слабой крепости, с включениями зерен глауконита и

микрофауны. Толщина палеогена составляет в среднем 111 м и варьируется в зонах заполнения предплиоценового эрозионно-останцового палеорельефа.

Таблица 2

Конструкция скважины 2 Центрально-Астраханской

Наименование	Проектная глубина спуска, м	Фактическая глубина спуска, м	
		I ствол	II, III стволы
Удлиненное направление Ø 720 мм	50	50	
Кондуктор Ø 508	400	400	
Первая промежуточная Ø 339,7	1485/1606 (по стволу)	–	1418
Вторая промежуточная Ø 244,5х250,8мм	4090 по стволу, согласно дополнению к проекту – на 10 м ниже кровли сакмарско- артинских отложений		4108
Третья промежуточная (потайная) Ø 193,7 мм	3750/3930 (по стволу), согласно дополнению к проекту потайная колонна отсутствует		–
Эксплуатационная Ø 127,0/168,3 мм	4428 по стволу, согласно дополнению к проекту		4338

Неогеновая система (N). Отложения неогеновой системы в разрезе выделяются условно на глубинах 100–400 м. Они предположительно сложены глинами светло-серыми, с зеленоватым и желтоватым оттенками, неравномерно известковистыми и слюдистыми, тонкослоистыми, с линзами и прослоями песчаников и алевролитов кварцевых, известковистых, слюдистых. Иногда в разрезе встречаются прослой песка кварцевого с фосфоритами. Толщина их предположительно достигает 300 м.

Четвертичная система (Q). Четвертичные отложения характеризуются чередованием глин, суглинков, песчаников, песков и супесей с раковинками пелеципод и гастропод. Мощность отложений от 0 до 50 м и более.

Башкирская толща характеризуется существенной неоднородностью строения по площади и разрезу, выражающаяся в существенной расчлененности разреза и невыдержанностью проницаемых прослоев по площади. Общая толщина башкирского яруса достигает 100 м.

Коэффициент песчаности (гранулярности) продуктивной толщи по данным интерпретации ГИС изменяется от 0,068 (скв. № 3 ЦАГКМ) до 0,653 (скв. № 1 Приморская). Расчлененность разреза в скважине № 1 Приморская и № 2 ЦАГКМ составляет 17, в скважине № 3 ЦАГКМ – 3. Залежь, выявленная в башкирских отложениях среднего карбона, массивная, осложненная тектоническими нарушениями. Размеры залежи 67 × 13,5 км, высота 95,8 м (скв. № 1 Приморская). Максимальная газонасыщенная толщина залежи вскрыта в скв. № 1 Приморская и составляет 41,2 м (до газо-водяного контакта (ГВК) – 4129 м). В скв. № 2 ЦАГКМ газонасыщенная толщина равна 19,42 м (до ГВК – 4097,7 м). В скв. № 3 ЦАГКМ газонасыщенная толщина равна 5,55 м (до ГВК – 4116,8 м).

Отметки контактов «газ – вода» по скважинам приняты по ГИС с учетом испытаний (рис. 4). Эти определения имеют предварительный характер и по мере разбуривания месторождения могут быть существенно уточнены.

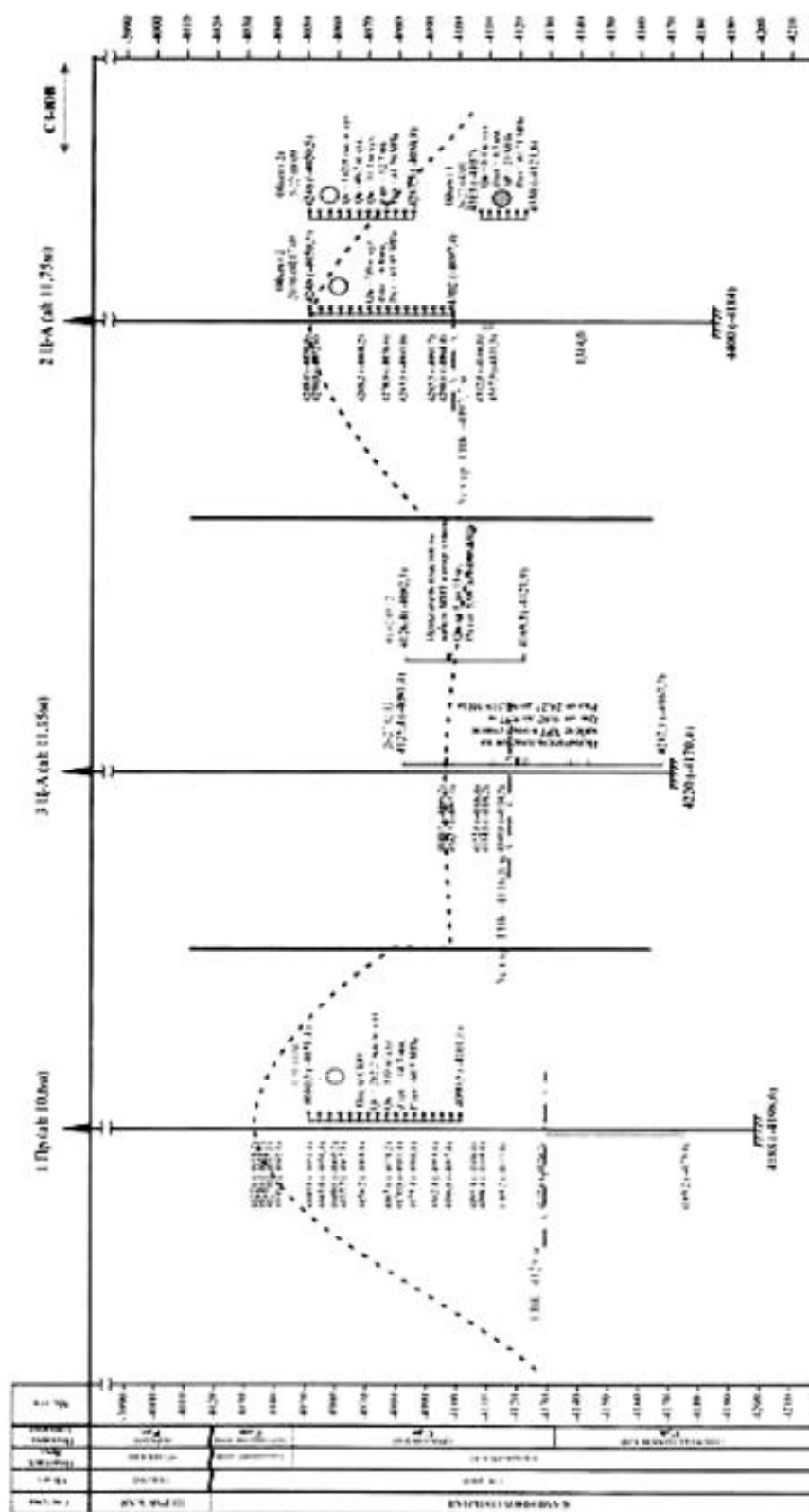


Рис. 4. Схема образования ГВК в продуктивных башкирских отложениях

С учетом принятых отметок оценок возможных изменений газонасыщенных толщин в зависимости от гипсометрического положения кровли коллекторов башкирского яруса, принятых отметок ГВК была построена карта эффективных газонасыщенных толщин (рис. 5). Продуктивные коллектора башкирского яруса представлены органогеннообломочными известняками, частично трещиноватыми. Трещины от субгоризонтальных косых до субвертикальных разнонаправленных. Породы испещрены стилолитами и парастилолитами, сутурными швами различного направления, которые выполнены битумоидным глинистым материалом.



Рис. 5. Карта эффективных газонасыщенных толщин

Текстура массивная или горизонтально-слоистая. По классификации И.А. Конюхова коллектора башкирского яруса относятся к самому низкому VIII классу (малой емкости). Тип коллектора по имеющимся данным определяется как трещинно-поровый. Пористость матрицы породы достигает 15–46 % при очень низкой проницаемости ($0,1\text{--}1,0\cdot 10^{-3}$ мкм²), что совершенно аналогично одновозрастным отложениям Астраханского ГКМ. Более 88 % образцов имеют проницаемость $< 1,0\cdot 10^{-3}$ мкм². Наличие микротрещиноватости в известняках обуславливает увеличение абсолютной газопроницаемости коллекторов до $370\cdot 10^{-3}$ мкм².

На Астраханском ГКМ трещиноватость по литературным данным характеризуется зонально-очаговым (неповсеместным) развитием, что обуславливает отмеченную выше существенную дифференциацию пробуренных там скважин по продуктивности. Сопоставление результатов определений фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) башкирских продуктивных отложений по керну и материалам интерпретации ГИС приведены в таблице 3.

Таблица 3

**Характеристика коллекторских свойств и газонасыщенности
башкирских продуктивных отложений**

Метод определения	Наименование	Проницаемость, 10 ³ мкм ²	Пористость, доли ед.	Остаточная водонасыщенность, %	Газонасыщенность, доли ед.
Скважина № 1 Приморская					
Лабораторные исследования керна	Количество определений, шт.	5	28	27	
	Среднее значение	0,14	0,080	0,467	
	Коэффициент вариации, доли ед.	0,082	1,320	7,638	
	Интервал изменения	0,1–0,2	0,059–0,106	0,329–0,630	
Геофизические исследования скважин	Количество определений, шт.	не определялись	104		36
	Среднее значение		0,089		0,779
	Коэффициент вариации, доли ед.		0,197		0,091
	Интервал изменения		0,055–0,145		0,585–0,895
Скважина № 2 ЦАГКМ					
Лабораторные исследования керна	Количество определений, шт.	38	35	24	
	Среднее значение	14,7	0,079	0,521	
	Коэффициент вариации, доли ед.	58,297	2,310	23,957	
	Интервал изменения	0,1–350,9	0,041–0,143	0,157–0,949	
Геофизические исследования скважин	Количество определений, шт.	не определялись	27		14
	Среднее значение		0,080		0,610
	Коэффициент вариации, доли ед.		0,151		0,123
	Интервал изменения		0,039–0,103		0,519–0,727

На рисунке 6 показаны распределения значений коллекторских свойств, определенных на керне.

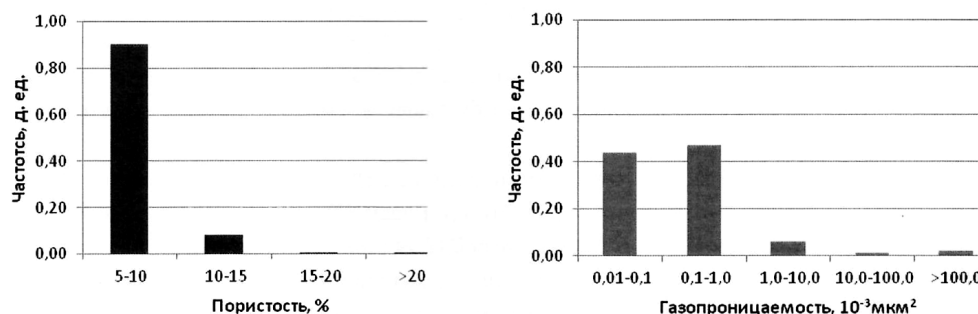


Рис. 6. Распределение значений фильтрационно-емкостных свойств керна

Соотношение значений пористости и газопроницаемости в карбонатных коллекторах Астраханского и Центральнo-Астраханского газоконденсатного месторождений приведено на рисунке 7.

Для поровых коллекторов это соотношение аппроксимируется уравнением $K_{пр} = 0,0049e^{0,4113Kп}$ с коэффициентом корреляции 0,68, который применен в гидродинамическом моделировании.

По результатам выполненных лабораторных исследований проб газа и конденсата установлено, что физико-химические свойства пластового продукта весьма различны для Северного (район скв. № 1 Приморская) и Южного (район скв. № 2 ЦАГКМ) блоков. Поэтому в дальнейшем их целесообразно рассматривать отдельно.

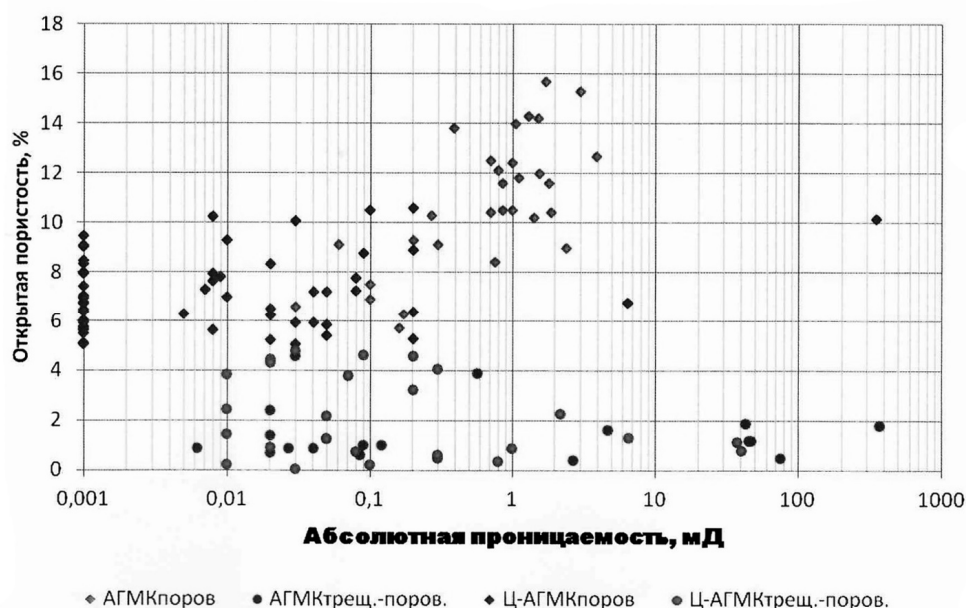


Рис. 7. Соотношение значений пористости и газопроницаемости в карбонатных коллекторах

Содержащийся в газе конденсат высокосернистый (1,53 % масс.). Он состоит из очень мало силикагелевых смол (0,78 % масс.) при полном отсутствии асфальтенов. Плотность конденсата в стандартных условиях 787 кг/м^3 , вязкость $1,25 \text{ мПа}\cdot\text{с}$. По результатам выполненного анализа установлены следующие физикохимические свойства пластового продукта для рассматриваемых блоков: потенциальное содержание компонентов C_{5+} для пластового и сухого газа для Северного блока составляет $276,7$ и $289,1 \text{ г/м}^3$ соответственно и для Южного – $220,7$ и $230,7 \text{ г/м}^3$; газоконденсатные системы в пластовых условиях находятся в недонасыщенном состоянии, на что указывают их низкие давления начала конденсации $27,1$ и $34,4$ МПа для Северного и Южного блоков по отношению к пластовому ($61,86$ МПа); коэффициент извлечения C_{3+} при достижении давления начала конденсации в данных блоках составляет $8,59$.

Список литературы

1. Бакиров Э. А. Геология нефти и газа : учебник / Э. А. Бакиров, В. И. Ермолкин, В. И. Ларин и другие. – Москва : Недра, 1990. – 240 с.
2. Волож Ю. А. Астраханский карбонатный массив: Строение и нефтегазоносность / Ю. А. Волож, В. С. Парасына, М. П. Антипов, А. Н. Дмитриевский. – Москва : Научный мир, 2008. – 221 с.
3. Временное положение об этапах и стадиях геологоразведочных работ на нефть и газ : приказ МПР РФ № 126 от 07.02.2001 г. // КонсультантПлюс. – Режим доступа: <http://www.consultant.ru/cons/cgi/online.cgi?req=doc;base=LAW;n=98192#0>, свободный. – Заглавие с экрана. – Яз. рус.
4. Зоненшайн Л. П. Тектоника литосферных плит территории СССР : в 2 кн. / Л. П. Зоненшайн, М. И. Кузьмин, Л. М. Натапов. – Москва : Недра, 1990. – Кн. 1. – 328 с.
5. Калининкова М. В. Учебное пособие по геофизическим исследованиям скважин / М. В. Калининкова, Б. А. Головин, К. Б. Головин. – Саратов, 2005. – 243 с.
6. Колокольцев С. Н. Направление применения диоксида углерода Центрально-Астраханского газоконденсатного месторождения / С. Н. Колокольцев // Геология, география и глобальная энергия. – 2016. – № 2. – С. 47–56.

7. Колокольцев С. Н. Направления применения кислых газов Центрально-Астраханского газоконденсатного / С. Н. Колокольцев // Нефть, газ и бизнес. – 2016. – № 5. – С. 25–35.
8. Колокольцев С. Н. Природные энергоносители и углеродные материалы. Состав и строение, современная классификация, технологии производства и добыча : учебное пособие / С. Н. Колокольцев. – 3-е изд. – Москва : URSS, 2017. – 224 с.
9. Колокольцев С. Н. Состояние окружающей среды в районе Центрально-Астраханского газоконденсатного месторождения в Волго-Ахтубинской пойме : монография / С. Н. Колокольцев, Е. В. Островская, Е. В. Колмыков. – Астрахань : ИП Малышев, 2015. – 233 с.
10. Комплексные исследования керна и флюидов по скв. № 2 ЦАГКМ : отчет по договору. – Волгоград, 2007. – 182 с.
11. Комплексные исследования керна, шлама и пластовых флюидов по скважине 1 Приморской : отчет ООО «ЛУКОЙЛ-ВолгоградНИПИморнефть». – Волгоград, 2004. – 202 с.
12. Комплексный анализ керна, флюидов, гидродинамических исследований по скважине №3 ЦАГКМ и оперативный подсчет запасов : отчет по договору. – Волгоград, 2012. – 151 с.
13. Комплексный проект на строительство разведочной наклонно-направленной скважины № 2 ЦАГКМ в Красноярском районе Астраханской области : проект строительства ООО «ВолгоградНИПИморнефть». – Волгоград, 2007. – 356 с.
14. Конюхов А. И. Нефтегазоносные бассейны на окраинах материков в палеоморях Палеозоя. Сообщение 2. Нефтегазоносные бассейны на окраинах материков в Рейском, Уральском и Центрально-Азиатском палеоморях / А. И. Конюхов // Литология и полезные ископаемые. – 2013. – № 5. – С. 461–485.
15. Кузнецов В. Г. Палеозойское рифообразование на территории России и смежных стран / В. Г. Кузнецов. – Москва : ГЕОС, 2000. – 228 с.
16. Методические указания по составлению геологических проектов глубокого бурения при геологоразведочных работах на нефть и газ. – Москва : Геолэкспертиза, 1996. – 140 с.
17. Мухашева А. Х. Волго-Ахтубинское междуречье – новый высокоперспективный нефтегазоносный регион / А. Х. Мухашева // Геология, география и глобальная энергия. – 2016. – № 4 (63). – С. 51–56.
18. Мухашева А. Х. Геоморфологические и геолого-географические условия освоения недр Волго-Ахтубинского региона / А. Х. Мухашева // Геология, география и глобальная энергия. – 2016. – № 4 (63). – С. 34–41.
19. Оперативный подсчет запасов газа, конденсата и сопутствующих компонентов Центрально-Астраханского месторождения : отчет по договору. – Волгоград, 2009. – 58 с.
20. Писаренко Ю. А. Позднепалеозойская тектоно-седиментационная модель Прикаспийского региона и ее значение для определения геолого-разведочных работ на нефть и газ : автореф. дисс. ... д-ра геол.-мин. наук / Ю. А. Писаренко. – Саратов, 2005. – 50 с.
21. Покрепин Б. В. Разработка нефтяных и газовых месторождений / Б. В. Покрепин. – Ростов-на-Дону : Феникс, 2015. – 318 с.
22. Построение геологической модели Центрально-Астраханского месторождения с учетом результатов бурения скважин и углубленной обработки и интерпретации сейсмических материалов МОПТ-3D : отчет по договору. – Волгоград, 2014. – 118 с.
23. Результаты сейсморазведочных работ 2D МОПТ-48 на Пойменном участке Астраханского свода в 2002 г. : отчет по договору. – Астрахань, 2003. – 89 с.
24. Серебряков О. И. Нефтегазогеологическое районирование обрамления Северного и Среднего Каспия и его акватории / О. И. Серебряков, А. Х. Мухашева // Геология, география и глобальная энергия. – 2016. – № 4 (63). – С. 5–13.
25. Серебряков О. И. Нефтегазоносность Волго-Ахтубинского междуречья / О. И. Серебряков, Я. Л. Алмамедов // Геология, география и глобальная энергия. – 2012. – № 3 (46). – С. 49–56.
26. Серебряков О. И. Уточнение геологической модели и оптимизации геологоразведочных работ в Волго-Ахтубинском междуречье / О. И. Серебряков, Я. Л. Алмамедов, Д. К. Титов // Геология, география и глобальная энергия. – 2012. – № 4 (47). – С. 31–36.
27. Хайн В. Е. Тектоника южного обрамления Восточно-Европейской платформы (Объяснительная записка к тектонической карте Черноморско-Каспийского региона. Масштаб 1:2 500 000) / В. Е. Хайн, В. П. Попков, И. А. Воскресенский, Н. В. Короновский. – Краснодар : Кубанский государственный университет, 2009. – 213 с.
28. Хайн Н. Геология, разведка, бурение и добыча нефти / Н. Хайн. – Москва : Олимп Бизнес, 2008. – 752 с.

References

1. Bakirov E. A., Yermolin V. I., Larin V. I., et al. *Geologiya nefi i gaza* [Geology of oil and gas], Moscow, Nedra Publ., 1990. 240 p.
2. Volozh Yu. A., Parasyna V. S., Antipov M. P., Dmitrievskiy A. N. *Astrakhanskiy karbonatnyy massiv: Stroenie i neftegazonosnost* [Astrakhan carbonate massif: Structure and oil and gas], Moscow, Nauchnyy mir Publ., 2008. 221 p.
3. Provisional regulations on the stages and phases of exploration for oil and gas. MNR of the Russian Federation order no. 126 of 07.02.2001. *KonsultantPlyus* [ConsultantPlus]. Available at: <http://www.consultant.ru/cons/cgi/online.cgi?req=doc;base=LAW;n=98192#0>.
4. Zonenshayn L. P., Kuzmin M. I., Natapov L. M. *Tektonika litosfernykh plit territorii SSSR* [Tectonics of lithospheric plates of the USSR], Moscow, Nedra Publ., 1990, read 1. 328 p.
5. Kalinnikova M. V., Golovin B. A., Golovin K. B. *Uchebnoe posobie po geofizicheskim issledovaniyam skvazhin* [Textbook on geophysical studies of wells], Saratov, 2005. 243 p.
6. Kolokoltsev S. N. Napravlenie primeneniya dioksida ugleroda Tsentralno-Astrakhanskogo gazokondensatnogo mestorozhdeniya [Direction of carbon dioxide Central-Astrakhan gas-condensate field]. *Geologiya, geografiya i globalnaya energiya* [Geology, Geography and Global Energy], 2016, no. 2, pp. 47–56.
7. Kolokoltsev S. N. Napravleniya primeneniya kislykh gazov Tsentralno-Astrakhanskogo gazokondensatnogo [Areas of application of acid gas Central Astrakhan gas condensate]. *Neft, gaz i biznes* [Oil, Gas and Business], 2016, no. 5, pp. 25–35.
8. Kolokoltsev S. N. *Prirodnye energonositeli i uglerodnye materialy. Sostav i stroenie, sovremennaya klassifikatsiya, tekhnologii proizvodstva i dobycha* [Natural energy carriers and carbon materials. The composition and structure of modern classification, production technology and production]. 3rd ed. Moscow, URSS Publ., 2017. 224 p.
9. Kolokoltsev S. N., Ostrovskaya Ye. V., Kolmykov Ye. V. *Sostoyanie okruzhayushchey sredy v rayone Tsentralno-Astrakhanskogo gazokondensatnogo mestorozhdeniya v Volgo-Akhtubinskoy poyme* [The state of the environment in the area of the Central-Astrakhan gas condensate field in the Volga-Akhtuba floodplain], Astrakhan, IP Malyshev Publ., 2015. 233 p.
10. *Kompleksnyye issledovaniya kerna i flyuidov po skv. № 2 TsAGKM : otchet po dogovoru* [A comprehensive study of core and fluid in SLE. no. 2, CACM. Report on Contract], Volgograd, 2007. 182 p.
11. *Kompleksnyye issledovaniya kerna, shlama i plastovykh flyuidov po skvazhine 1 Primorsky : otchet OOO «LUKOYL-VolgogradNIPImorneft»* [A comprehensive study of core, cuttings and formation fluids from 1 Primorsky well. Report of LLC "LUKOIL-VolgogradNIPImorneft"], Volgograd, 2004. 202 p.
12. *Kompleksnyy analiz kerna, flyuidov, gidrodinamicheskikh issledovaniy po skvazhine № 3 TsAGKM i operativnyy podschet zapasov : otchet po dogovoru* [Integrated analysis of core, fluid, hydrodynamic studies of the well no. 3 CIKM and reserve estimation. Report on Contract], Volgograd, 2012. 151 p.
13. *Kompleksnyy proekt na stroitelstvo razvedochnoy naklonno-napravlennoy skvazhiny № 2 TsAGKM v Krasnoyarskom rayone Astrakhanskoy oblasti : proekt stroitelstva OOO «VolgogradNIPImorneft»* [A comprehensive project for the construction of exploration directional well no. 2 CACM in the Krasnoyarsk district of Astrakhan region. Building project of LLC "VolgogradNIPImorneft"], Volgograd, 2007. 356 p.
14. Konyukhov A. I. *Neftegazonosnye basseyny na okrainakh materikov v paleomoryakh Paleozoya. Soobshchenie 2. Neftegazonosnye basseyny na okrainakh materikov v Reyskom, Uralskom i Tsentralno-Aziatskom paleomoryakh* [Oil and gas basins on the margins of continents in the Paleozoic alemarah. Message 2. Oil and gas basins on the margins of the continents in RASCOM, Urals and Central Asian alemarah]. *Litologiya i poleznye iskopaemye* [Lithology and Mineral Resources], 2013, no. 5, pp. 461–485.
15. Kuznetsov V. G. *Paleozoyiskoe rifoobrazovanie na territorii Rossii i smezhnykh stran* [Paleozoic reef on the territory of Russia and adjacent countries], Moscow, GEOS Publ., 2000. 228 p.
16. *Metodicheskie ukazaniya po sostavleniyu geologicheskikh projektov glubokogo bureniya pri geologorazvedochnykh rabotakh na nefi i gaz* [Methodical instructions on drawing up of geological projects of deep drilling in exploration for oil and gas], Moscow, Geolekspertiza Publ., 1996. 140 p.
17. Mukhasheva A. Kh. *Volgo-Akhtubinskoe mezhdureche – novyy vysokoperspektivnyy neftegazonosnyy region* [Volga-Akhtubinsk entre rios is the new high-perspective oil-and-gas region]. *Geologiya, geografiya i globalnaya energiya* [Geology, Geography and Global Energy], 2016, no. 4 (63), pp. 82–86.

18. Mukhasheva A. Kh. Geomorfologicheskie i geologo-geograficheskie usloviya osvoeniya nedr Volgo-Akhtubinskogo regiona [Geomorphological and geological and geographical conditions of development of the subsoil of the Volga-Akhtuba Region]. *Geologiya, geografiya i globalnaya energiya* [Geology, Geography and Global Energy], 2016, no. 4 (63), pp. 34–41.

19. *Operativnyy podschet zapasov gaza, kondensata i soputstvuyushchikh komponentov Tsentralno-Astrakhanskogo mestorozhdeniya : otchet po dogovoru* [Current estimation of reserves of gas, condensate and associated components of the Central-Astrakhan field. Report on Contract], Volgograd, 2009. 58 p.

20. Pisarenko Yu. A. *Pozdnepaleozoyskaya tektono-sedimentatsionnaya model Prikaspiyskogo regiona i ee znachenie dlya opredeleniya geologo-razvedochnykh rabot na nefi i gaz* [Late Paleozoic tectonic-sedimentation model of the Caspian region and its significance for the determination of geological exploration for oil and gas], Saratov, 2005. 50 p.

21. Pokrebin B. V. *Razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdeniy* [Development of oil and gas deposits], Rostov-on-Don, Feniks Publ., 2015. 318 p.

22. *Postroenie geologicheskoy modeli Tsentralno-Astrakhanskogo mestorozhdeniya s uchetom rezultatov bureniya skvazhin i uglublennoy obrabotki i interpretatsii seismicheskikh materialov MOIT-3D : otchet po dogovoru* [Geological modeling of the Central-Astrakhan field based on the results of boreholes and in-depth processing and interpretation of seismic data MOIT-3D. Report on Contract], Volgograd, 2014. 118 p.

23. *Rezultaty seysmorazvedochnykh rabot 2D MOGT-48 na Poymennom uchastke Astrakhanskogo svoda v 2002 g. : otchet po dogovoru* [The results of 2D seismic CDP-48 in the Floodplain area of the Astrakhan arch in 2002. Report on Contract], Astrakhan, 2003. 89 p.

24. Serebryakov O. I., Mukhasheva A. Kh. *Neftegazogeologicheskoe rayonirovanie obramleniya Severnogo i Srednego Kaspiya i ego akvatorii* [Oil and gas geological division into districts of the frame of the Northern and Central Caspian Sea and its water areas]. *Geologiya, geografiya i globalnaya energiya* [Geology, Geography and Global Energy], 2016, no. 4 (63), pp. 18–24.

25. Serebryakov O. I., Almamedov Ya. L. *Neftegazonosnost Volgo-Akhtubinskogo mezhdurechya* [Tectonic structure of the Volga-Akhtuba interfluvium]. *Geologiya, geografiya i globalnaya energiya* [Geology, Geography and Global Energy], 2012, no. 3 (46), pp. 49–56.

26. Serebryakov O. I., Almamedov Ya. L., Titov D. K. *Utochnenie geologicheskoy modeli i optimizatsii geologorazvedochnykh rabot v Volgo-Akhtubinskom mezhdureche* [Specification of geological model and optimization of prospecting works in Volga-Akhtubinsk entre rios]. *Geologiya, geografiya i globalnaya energiya* [Geology, Geography and Global Energy], 2012, no. 4 (47), pp. 31–36.

27. Khayn V. Ye., Popkov V. P., Voskresenskiy I. A., Koronovskiy N. V. *Tektonika yuzhnogo obramleniya Vostochno-Yevropeyskoy platformy (Obyasnitelnaya zapiska k tektonicheskoy karte Chernomorsko-Kaspiyskogo regiona. Masshtab 1:2 500 000)* [Tectonics of the southern framing of the East European platform (Explanatory note to tectonic map of the black sea-Caspian region. Scale 1:2 500 000)], Krasnodar, Kuban State University Publ. House, 2009. 213 p.

28. Khayn N. *Geologiya, razvedka, burenie i dobycha nefi* [Geology, exploration, drilling and oil production], Moscow, Olimp Biznes Publ., 2008. 752 p.

ОСНОВНЫЕ ЧЕРТЫ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО СТРОЕНИЯ НАДСОЛЕВОГО КОМПЛЕКСА ПРИКАСПИЯ

Серебрякова Валентина Ивановна, аспирант, Астраханский государственный университет, 414000, Российская Федерация, г. Астрахань, пл. Шаумяна, 1, e-mail: sereb7@mail.ru

Ермолина Александра Викторовна, аспирант, Астраханский государственный университет, 414000, Российская Федерация, г. Астрахань, пл. Шаумяна, 1, e-mail: aleksandra_sh@list.ru

Геологическое развитие региона обусловило формирование характерных для платформенных областей месторождений полезных ископаемых. К числу важнейших полезных ископаемых региона относятся нефть, газ, конденсат, определяющие его социально-экономическое развитие. В настоящее время в регионе выявлено более десяти месторождений УВ, часть из них находится в разработке. Выявленные