

УДК (55+553.98)524.1

© Д. чл. УАГН И.Б.Дальян, Ю.Н.Головко, А.Ю.Головко,
Ю.В.Клоков

ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ В КАР- БОНАТНЫХ ПОРОДАХ ВОСТОКА ПРИКАСПИЯ

Актюбинский университет «Дуние», АФГИС ОАО «Казпромгеофизика»

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

GEOLOGICAL PECULARITIES OF THE OIL AND GAS DEPOSITS EXPLORATION IN CARBONACEOUS ROCKS OF EASTERN PRICASPIAN

Карбонатные породы – известняки и доломиты общей мощностью более 1355 м полосой до 45 км обрамляют восток Прикаспия к западу от Ащисайского глубинного разлома, где образуют платформенные сводовые (Урихтау) и пластово-сводовые тектонически-экранированные (Алибекмола) структурные формы уральского простираения, унаследованные с нижележащими отложениями. Карбонаты состоят из двух разновозрастных литолого-стратиграфических толщ: верхней гжельско-позднеподольского возраста (КТ-I) мощностью до 548 м, развитой в пределах Алибекмолинской и Жанажольской тектонических ступеней и нижней каширско-поздневизейского (КТ-II) мощностью до 807 м, распространенной на Алибекмолинской, Жанажольской и Кенкиякской ступенях прибортовой зоны восточного Прикаспия. Карбонаты КТ-I и КТ-II на участках развития обоих толщ разделены между собой терригенными отложениями раннеподольского возраста мощностью до 512 м. Во вскрываемом поисково-разведочными скважинами разрезе обе карбонатные толщи четко выделяются промыслово-геофизическими методами (КС, ГК, НГК, АК, ПС, БК) и надежно прослеживаются сейсморазведкой МОГТ в пределах своего

137

площадного распространения. На полную мощность карбонаты КТ-I и КТ-II пройдены поисково-разведочными скважинами Актюбинской, Кенкиякской и Жанажольской НГРЭ на площадях Алибекмола, Жанажол, Юж.Урихтау, Жагабулак, Вост.Мортук, Вост.Кожасай, Синельниковская, Вост.Тортколь, Киндыкты, а КТ-II на Сев.Бозое, Кумсае, Башенколе, Жанатане, Лактыбае, Кожасае, Кокбулаке, Тускуме, Тортколе и др. При этом карбонаты КТ-I к западу от меридиана Урихтау-Вост.Кожасай-Киндыкты и КТ-II западнее Аккудук-Кенкияк-Жанатан-Кокбулак сейсморазведкой МОГТ по опорным отражающим горизонтам P_2^C – кровля карбонатов КТ-I и P_2 – кровля КТ-II по данным Актюбинской геофизической экспедиции не прослеживаются и глубокими скважинами не вскрываются. На основании комплексного изучения керна из пробуренных скважин на Кенкияке, Кожасае, Вост.Акжаре, Курсае, Каратюбе, Джарлыобе и др. установлено, что карбонаты КТ-I и КТ-II западнее своего площадного распространения последовательно фациально замещаются депрессионными возрастными аналогами глинисто-кремнисто-известковыми битуминозными породами черного цвета, которые на диаграммах ГК выделяются повышенной радиоактивностью до 42 мкр/час (рис. 1).

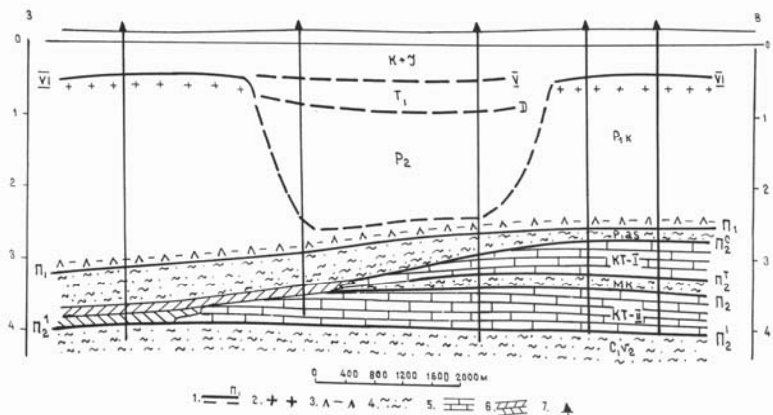


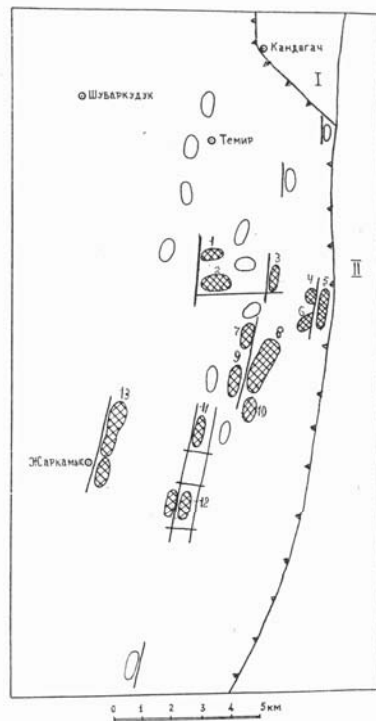
Рис.1. Геолого-сейсмический профиль, характеризующий распространение и замещение карбонатных пород депрессионными возрастными аналогами. Составил И.Б.Дальян.

138

Продолжение подписи к рис. 1.

1 - основные отражающие сейсмические горизонты; 2 - каменная соль; 3 - ангидриты; 4 - песчано-глинистые отложения; 5 - карбонаты; 6 - замещенные возрастными аналогами КТ-I и КТ-II; 7 - пробуренные скважины.

Карбонаты КТ-I на месторождениях Алибекмола, Юж.Алибек, Вост.Жагабулак, Жанажол, Урихтау, Синельниковская и КТ-II на Алибекмоле, Жанажоле, Кенкияке, Кожасае, Жанатане и др. содержат промышленные залежи нефти, газа и конденсата. При этом основные утвержденные извлекаемые запасы нефти сосредоточены в карбонатах КТ-II (Жанажол, Алибекмола, Кожасай и Кенкияк), которые являются крупными объектами разработки этих месторождений. Геологическая характеристика многих месторождений, открытых указанными выше нефтегазоразведочными экспедициями, была дана ранее [6] (рис.2).



Л. 12. 03. 04.

Подпись к рис. 2.

Рис.2. Обзорная схема расположения нефтегазовых месторождений в подсолевых породах востока Прикаспия. Составил И.Б.Дальян.

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

Цифрами обозначены месторождения:

1 - Бозоба; 2 - Кенкияк; 3 - Вост.Мортук; 4 - Вост.Жагабулак; 5 - Алибекмола; 6 - Юж.Алибек; 7 - Урихтау; 8 - Жанажол; 9 - Кожасай; 10 - Синельниковское; 11 - Жанатан; 12 - Лактыбай-Кокбулак; 13 - Вост.Акжар-Курсай.

Карбонаты не являются нефтематеринскими породами и содержат вторичные (эпигенетические) залежи углеводородов (УВ), образовавшиеся за счет миграции из нефтематеринских песчано-глинистых отложений. Запасы нефти, газа и конденсата месторождений Жанажол, Урихтау, Алибекмола, Кожасай и Кенкияк утверждены в ГКЗ при СМ СССР, а по Жанатану, Синельниковской, Алибек и Вост.Мортук были подсчитаны оперативно с целью выполнения плана запасов по экспедициям.

Седиментация карбонатных осадков КТ-I и КТ-II на восточной окраине Прикаспия проходила в стабильных геохимических условиях и повышенной гидродинамической активности прибрежного шельфа при закрытии Уральской геосинклинали и начале формирования Уральской складчатой системы. В этот промежуток времени процесс денудации на Южном Урале развивался не активно, поэтому обломочный материал не поступал, хотя в отдельное время глинистый материал поставлялся на восток Прикаспия. В предкашпирское время на отдельных площадях (Жанажол, Урихтау, Кожасай и др.) карбонаты КТ-II выходили из-под уровня моря и подвергались размыву. Об этом свидетельствует отсутствие отложений мелекесского, черемшанского и частично прикамского горизонтов башкирского яруса, а отложения верейского горизонта московского яруса эрозионно перекрывают карбонаты прикамского и северокельтменского горизонтов. В раннеподольское время в пределы Алибекмолинской и Жанажольской ступеней, в виде небольшой клиноформы, поступал песчано-глинистый материал, сносимый с Южного Урала и Мугоджар.

Детальной сейсморазведкой МОГТ и глубоким бурением хорошо изучены площади Жанажол, Алибекмола, Урихтау, Кенкияк, Кожасай, Лактыбай и др. На этих площадях палеотектонические построения и анализ мощности карбонатов КТ-I, КТ-II, покрывающих нижнепермских и подстилающих нижнекаменноугольных песчано-глинистых пород показали, что эти поднятия являются постседиментационными, унаследованными и образовались в предкунгурское время в результате инверсионного подъема восточного Прикаспия, обусловленного формированием Уральской складчатой системы [1,4].

Литолого-петрографические исследования керн по разрезу КТ-I и КТ-II показали, что среди карбонатов распространены главным образом хемогенные (афанитовые) и органогенно-обломочные разности. Последние подверглись в различной степени эпигенетическим изменениям, трещиноватости и химическому растворению инфильтрационными подземными водами, о чем свидетельствуют кристаллики кальцита в трещинах и кавернах. При этом наибольшим вторичным изменениям подверглись карбонаты КТ-I.

Условия седиментации карбонатных осадков, постседиментационный характер образования поднятий, активное проявление эпигенетических процессов и выщелачивания способствовали возникновению в карбонатах КТ-I и КТ-II вторичных порово-каверновых, трещинно-каверновых и трещинных коллекторов с высокими емкостными и проницаемыми свойствами. В ряде случаев открытая пористость карбонатов достигает 36-45% при проницаемости в КТ-I до 3,35 Дарси (Урихтау) и в КТ-II до 5,29-5,76 Дарси (Кенкияк, Кожасай), что характерно для продуктивных пластов с трещинными коллекторами. В зоне ВНК за контуром нефтегазоносности и в водоносной части пластов коллекторские свойства карбонатов ухудшаются вследствие эпигенетических изменений – выполнения крупных пор, каверн и трещин вторичным кальцитом. Поэтому в добывающих скважинах вблизи зоны ВНК и в нагнетательных скважинах следует проводить солянокислотную или пенокислотную обработку пластов.

При проведении поисково-разведочных работ по данным керн из нефтегазовых пластов КТ-I и КТ-II, комплекса промыслово-геофизических исследований (ГК, НГК, АК, БК, ДС) и

сейсморазведки МОГТ было установлено, что на открытых месторождениях (Жанажол, Кенкияк, Урихтау, Алибекмола, Синельниковская, Кожасай и др.) и на площадях с нефтепроявлениями (Аккудук, Бактыгарын, Сев.Бозоба, Аккум, Лактыбай) каждая карбонатная толща имеет индивидуальные структурные и литолого-фильтрационные особенности. Коллекторские свойства и литология нефтегазовых пластов изменяются по площади и по разрезу без всякой закономерности, т.е. проницаемые нефтегазовые пласты неоднородны, имеют локальное распространение и в пределах одной площади (месторождения) переходят в слабопроницаемые, что важно иметь в виду при разработке месторождений. Неоднородность нефтяных пластов обусловлена литологической и петрофизической изменчивостью пород-коллекторов, как в пределах отдельных частей пласта, так и в целом по площади, что приводит к различному нефтенасыщению и нефтеотдаче пласта. Поэтому, распределение нефтенасыщенности и нефтеотдачи в самом пласте будет представлять сложную картину строения самого пласта, что имеет большое практическое значение при разработке месторождений и добыче нефти. При проведении поисково-разведочных работ в пределах одной площади в одних вертикально пробуренных скважинах из карбонатных нефтяных пластов дебиты нефти были высокими в сотни кубометров (Кенкияк, Жанажол, Урихтау), в то же время как в других соседних скважинах притоки нефти были незначительными. Лабораторное изучение керн нефтеносных карбонатных пластов этих скважин показало, что скважины с большими дебитами нефти были пробурены на участках, где нефтяные пласты имели хорошие коллекторские свойства пород с высокой проницаемостью, а на участках с низкими дебитами нефти пласты имели ухудшенные коллекторские свойства.

Изучение строения и состава карбонатных нефтегазовых пластов позволило установить их литологическую и петрофизическую неоднородность и изменчивость по простиранию и по мощности, что наряду с различной нефтенасыщенностью и нефтеотдачей пласта необходимо учитывать при разработке месторождений.

Особенностью нефтяных пластов на месторождениях является различное пластовое давление и давление насыщения пластовой нефти углеводородным газом, при котором соответ-

ственно изменяется газовый фактор. В нефтеводорастворенных газах изменяется концентрация сероводорода, углекислого газа, физико-химические свойства нефти КТ-I и КТ-II и т.д. (таблица №1).

Таблица 1

Физико-химическая характеристика нефти месторождений карбонатных пород (составил И.Б.Дальян)

№ п/п	Показатели качества	Жанажол		Алибекмола		Урихтау	Кенкияк
		КТ-I	КТ-II	КТ-I	КТ-II	КТ-I	КТ-II
1	Плотность P_4^{20} , кг/м ³	817-871	822,5-827	847,6-897,4	835,4-889,2	805-883,6	810-872,1
2	Кинематическая вязкость при 20°C, сСт	4,9-15,84	1,85-28,12	6,7-54,7	3,83-15,6	2,16-24,69	2,7-7,7
3	Температура, °C: вспышки застывания	3-18	1-40	2-10	5-12	1-31	4-41
		-6, -25	-7, -35	-3, -5	-10, -20	-1, -15	-7, -31
4	Содержание, %: серы	0,18-1,03	0,6-1,43	0,44-2,34	0,13-1,74	0,12-1,34	0,45-1,24
	парафина	2,9-7,2	6,3-14,7	0,33-2,16	0,47-8,2	1,29-4,68	0,29-7,98
	смола сернокислых	9,5-27	18-26	-	12-60	-	9,8-28
	смола силикагелиевых	3-10,8	4,3-10,7	4,68-9,4	2,86-10,13	1,17-10,67	1,4-8,58
	асфальтенов	0,1-3,4	0,5-3,1	0,44-1,28	0,08-1,35	0,05-1,17	0,3-0,5
	кокса	0,88-4,02	0,14-5,8	2,29-4,37	0,85-3,97	0,34-2,61	до 0,54
	зола	0,03-0,43	0,01-0,62	0,02-0,16	0,02-0,14	0,01-0,14	0,04-0,38
5	Начало кипения, °C	32-38	35-129	87-100	80-112	67-104	62-108
6	Выход фракций, %: до 100°C	до 26,5	до 22,8	до 3,2	0,5	4-6,4	до 17
	до 200°C	15,2-38	9,2-33,6	14,8-20,2	20,7-25,6	19,8-51,2	14,8-25
	до 300°C	40-59	39,4-58,8	39,6-43,4	47,8-55,2	45,4-54,4	39-52
7	Газовый фактор, м ³ /т	168,2-319,2		280		412	

Продолжение таблицы 1

№ п/п	Показатели качества	Кожасай	Лактыбай	Жанатан	Вост. Акжар
		КТ-II	КТ-II	КТ-II	гамма-пачки
1	Плотность P_4^{20} , кг/м ³	830,6-887,2	845,1-847,4	833,3-886,8	812,5-839,7
2	Кинематическая вязкость при 20°C, сСт	8,2-62	5-6	16-62	3,3-4,5
3	Температура, °C: вспышки застывания	8-20	33-36	-7, -44	16
		-8, -15	-20		-8, -22
4	Содержание, %: серы	1,7-2,9	0,36-0,4	0,13-1,56	0,29-0,47
	парафина	4,3-7,8	1,68-1,72	4-4,8	4,8-13,3
	смола сернокислых	4,7-10	-	5-33	-
	смола силикагелиевых	9-11	3,44	7,8-11	2,3-8,5
	асфальтенов	1,64	0,07-0,09	0,18-1,64	0,1-4,3
	кокса	2,5-69	0,88-1,1	1,23-5	1,07
	зола	0,06-0,13	0,03	0,01-0,2	0,05
5	Начало кипения, °C	79-105	92-105	7-130	60-88
6	Выход фракций, %: до 100°C	4-6	1	до 1,45	5-8,5
	до 200°C	20,2-22	22,4-27,4	12-30	20-34
	до 300°C	37-44	48,4-50,4	37-49,4	41-58
7	Газовый фактор, м ³ /т	240			

Примечание. По углеводородному составу нефти относятся к метаново-нафтеновому типу, несмотря на некоторое различие по физико-химическим свойствам.

Известно, что исходными геологическими материалами для разработки месторождений нефти и газа (составления технологической схемы и проекта разработки) являются фактические данные результатов разведочного бурения, изложенные в отчете по подсчету запасов нефти и газа на конкретном месторождении и утвержденные в ГКЗ по полезным ископаемым. Однако, без проведения сейсморазведки ЗД или СЛБО с целью

изучения месторождения и выявления участков площадного и локального распространения хороших (порово-каверновых и трещинных) коллекторов, вводить месторождение в разработку нам представляется нецелесообразно по ряду причин.

Сейсморазведка 3Д по углубленному «графу» с количественной обработкой сейсмического сигнала позволяет достаточно надежно в карбонатных породах на месторождениях нефти и газа выявлять участки (зоны) с повышенной проницаемостью продуктивных пластов. В карбонатах КТ-I и КТ-II такая проницаемость связана с порово-каверновыми (Жанажол, Алибекмола, Урихтау) и трещинными (Кенкияк, Кожасай) коллекторами. Эффективным разрешающим методом изучения трещиноватости горных пород является разработанный во ВНИИгеосистем метод сейсмической локализации бокового обзора (СЛБО), широко применяемый в России для разведки и разработки нефтяных месторождений. СЛБО позволяет выявлять открытую трещиноватость в массиве горных пород, что дает возможность достаточно уверенно определять оптимальные места бурения вертикальных и наклонно-направленных, разведочных и эксплуатационных (добывающих и нагнетательных) скважин. Метод дает возможность выбрать места заложения и направление бурения наклонно-горизонтальных скважин на пластово-сводовых и сводовых месторождениях карбонатных пород [11], что в условиях востока Прикаспия целесообразно проводить для получения из эксплуатационных скважин больших дебитов нефти и при рациональной разработке месторождений заметно увеличивать добычу нефти. В разведочных и в эксплуатационных скважинах надежно выявляет хорошие коллекторские свойства карбонатных нефтегазовых пластов новый комплекс ГИС с проведением трехзондового микрокаротажа [10].

Пробуренные на участках трещинных коллекторов скважины будут иметь дебит нефти в сотни кубометров. Вот почему на месторождениях, где проведена сейсморазведка 3Д (Лактыбай, Жанажол, Кенкияк, Алибекмола) целесообразно производить бурение эксплуатационных скважин на участках развития хорошо проницаемых порово-каверновых и трещинных коллекторов.

Вертикальные добывающие скважины следует располагать, группируя их по возможности в эксплуатационные объек-

ты и с самого начала разработки месторождения необходимо применять соответствующие виды заводнения через нагнетательные скважины (законтурное, подошвенное и приконтурное) для поддержания естественной пластовой энергии. Естественная пластовая энергия в ряде случаев не обеспечивает высоких темпов отбора нефти из залежи. Для поддержания пластовой энергии (давления) и темпов добычи нефти применяют различные виды заводнения закачкой воды в водоносную часть нефтяного (газового) пласта через нагнетательные скважины для создания активного воздействия на ряды добывающих близлежащих скважин. В нефтяной (газовый) пласт должна закачиваться очищенная сточная вода или приготовленная поверхностная (речная) вода, по своим физико-химическим свойствам полностью совместимая со сточной (пластовой) водой. При этом объем закачиваемой воды должен быть всегда больше (до 5%) объема добываемой нефти.

В настоящее время для увеличения нефтеотдачи пласта и добычи нефти применяется бурение наклонно-горизонтальных скважин по методу, разработанному А.Григорьяном [2]. Горизонтальные скважины будут эффективны в том случае, если нефтяной пласт однороден или почти однороден по литологии и проницаемости. При неоднородности карбонатного нефтяного пласта дебит горизонтальной скважины может быть ниже дебита вертикальной скважины, пробуренной согласно данным 3Д и СЛБО на участке развития трещинных коллекторов (Кенкияк).

Нефтегазовые карбонатные пласты КТ-I и КТ-II при поисково-разведочном и эксплуатационном бурении вскрывались промывочной жидкостью, соответствующей плотности жидкости на глинистой основе, не редко утяжеленной баритом, гематитом и т.д., что в какой-то мере приводило к загрязнению нефтяного пласта. Для изучения неоднородности коллектора целесообразно проводить по всей толщине пласта поинтервальный отбор образцов керна от кровли к подошве сверлящим керноотборником, разработанным доктором технических наук Г.Н. Филиди, а наличие трещин в пласте дополнительно фиксировать проведением компенсированного акустического каротажа и кругового скважинного сопротивления [10].

Подготовку площадей под поисково-разведочное бурение для открытия месторождений нефти и газа в карбонатных поро-

дах востока Прикаспия проводили Актюбинская и частично Турланская геофизические экспедиции сейсморазведкой МОГТ. Комплексные промыслово-геофизические исследования скважин (ГИС) с выделением во вскрытом разрезе продуктивных горизонтов, выдаче заключения о характере насыщающего флюида, рекомендации по испытанию выделенных продуктивных объектов и испытание скважин в процессе бурения пластоиспытателем на трубах осуществляла Актюбинская экспедиция ГИС. Введенные в разработку нефтегазовые месторождения в карбонатных породах, были преимущественно открыты и разведаны Актюбинской (Жанажол, Урихтау, Кожасай, Синельниковская, Лактыбай, Кокбулак, Жанатан) и Кенкиякской (Кенкияк, Алибекмола, Юж.Алибек) нефтегазоразведочными экспедициями. (рис.2).

На ряде месторождений поисково-разведочные скважины с высокими дебитами нефти, газа и конденсата были ликвидированы или законсервированы в связи с несоответствием эксплуатационной 5-и дюймовой колонны промышленному оборудованию Миннефтепрома. Нам представляется, что при целостности колонны, проверенной электромагнитным дефектоскопом, такие скважины целесообразно ввести в эксплуатацию (Урихтау, Кожасай, Кенкияк, Алибекмола, Юж.Алибек, Жанатан, Синельниковская и др.).

Разработку нефтяной и газовой залежи на месторождениях Кенкияк, Алибекмола, Урихтау, Кожасай, Синельниковское при фонтанном способе разработки на естественной пластовой энергии целесообразно начинать одновременно с заводнением для поддержания пластового давления с последующим переходом при площадной системе заводнения на механизированный отбор нефти.

Урихтауское нефтегазоконденсатное месторождение размерами 6,0x4,5км по замкнутой изогипсе -2900 м при амплитуде более 500 м содержит сводовую газовую залежь в КТ-I высотой более 400 м с нефтяной оторочкой в южной части. Месторождение имеет ГНК и ГВК на отметке -2752 м и ВНК на -2820 м. Газовый пласт в своде вскрывается скважинами на глубине 2400 м и на крыльях 2900 м при мощности газонасыщенных пластов соответственно 160-164 м и 33 м. Нефтяной пласт в южной части месторождения имеет мощность до 63 м и к север-

верной части выклинивается.

Газовый и нефтяной пласты представлены карбонатами с поровыми и порово-каверновыми коллекторами с открытой пористостью 6,3-30,3% и проницаемостью $(0,01-3,35) \cdot 10^{-12} \cdot \text{м}^2$ при газонасыщенности 61,0-93,4% и нефтенасыщенности 67-79% с содержанием конденсата в газе 658 г/м³. Пластовое давление равно 27,9-31,1 МПа, температура 57-75,3⁰С. Дебит нефти при 8 мм штуцере до 110 м³/сут., газа при 5 мм шайбе до 160000 м³/сут. и конденсата 63,1 м³/сут. Подошвенные воды удельным весом 1,06-1,07 г/см³ с минерализацией 70,2-98,9 г/л и газонасыщенностью 837,5 см³/л, слабометаморфизованные (0,88-0,9) с повышенным содержанием йода, брома, лития и стронция.

Режим работы залежи упруговодонапорный и водонапорный.

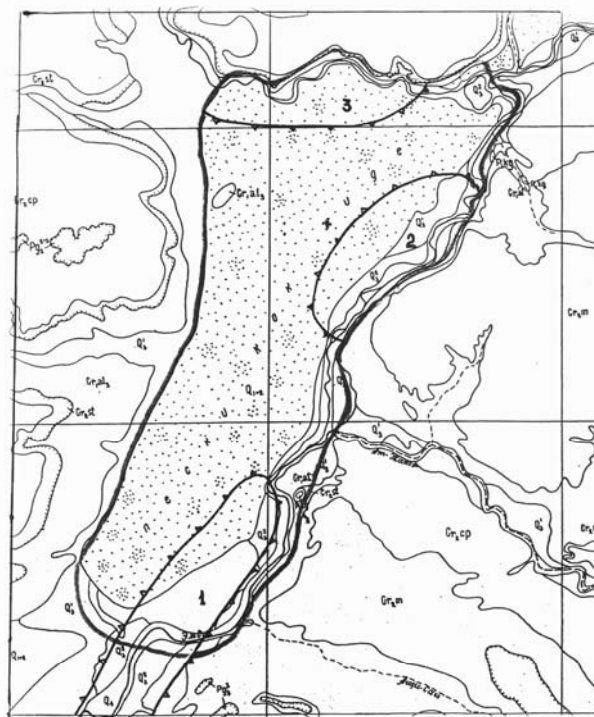
Месторождение с запасами газа 39797 млн.м³, конденсата 5686 тыс.т и нефти 1362 тыс.т подготовлено к разработке.

Урихтауское месторождение почти полностью располагается в восточной части песчаного массива Кокжиде и в долине р.Эмба, где имеет место артезианский бассейн открытого типа, имеющий мощность водоносных песков до 140-180 м, насыщенных пресной питьевой водой с минерализацией 126-430 мг/л с запасами до 800 тыс.м³/сут. По качеству и запасам питьевой воды это единственный бассейн в Западном Казахстане (рис3). Поэтому разработку месторождения необходимо проводить с верхнемеловых чинков Жанажола бурением наклонно-направленных и наклонно-горизонтальных добывающих и нагнетательных скважин, чтобы не допустить гибель огромного бассейна питьевых вод и имеющейся растительности.

Разработку Урихтауского месторождения следует начинать с нефтяной залежи на естественной пластовой энергии (режиме) с подошвенным заводнением для поддержания пластового давления по мере отбора нефти. Добывающие скважины целесообразно, согласно проницаемости нефтяного пласта, располагать по сетке через 300-500 м с расчета на 4 добывающих 1 нагнетательная скважина.

Газовую залежь необходимо будет начать разрабатывать после выработки нефтяной залежи и также с приме-

нением заводнения при расположении добывающих скважин по сетке 1000x1000 м. Учитывая массивное сводовое строение залежи с большим этажом газоносности, целесообразно чтобы при разработке происходил равномерный подъем ГВК по всей площади залежи и с переводом добывающих скважин в нагнетательные. Отбираемый газ после дегазации и отбора жидкой фазы (конденсата) следует закачивать компрессором в нижнюю часть залежи. Такой процесс должен производиться закономерно до полного истощения залежи [8].



1. Контур Кокжидинского артезианского бассейна пресных питьевых вод.
 2. Примерные контуры месторождений нефти:
 1- Кожасай, 2- Урихтау, 3- Кенкияк-Кокжиде

Рис.3. Схема песчаного массива Кокжиде с пресными питьевыми водами. Составил И.Б.Дальян.

Продолжение подписи к рис.3.

1 – контур Кокжидинского артезианского бассейна пресных вод; 2 – примерные контуры месторождений нефти и газа.

Цифрами обозначены месторождения:

1 – Кожасайское, 2 – Урихтауское, 3 – Кенкияк-Кокжиде.

Кожасайское нефтяное месторождение размером 24x5 км по изогипсе -3450 м при амплитуде более 450 м по КТ-II приурочено к асимметричной антиклинальной складке субмеридионального простирания. Складка состоит из двух вершин по изогипсе -3200 м: северной и южной с амплитудой более 100 м. Промышленно нефтеносные карбонаты представлены двумя пачками, разделенными непроницаемыми и хемогенными известняками мощностью 32-58 м при этаже нефтеносности 292 м с общим ВНК по изогипсе -3440 м. Месторождение является массивной сводовой залежью в интервале глубин 2942-3800 м с пластовым давлением 35,2-37,3 МПа и температурой 71-73⁰С при упруго-водонапорном режиме. Продуктивные пачки карбонатов характеризуются порово-трещинными коллекторами с открытой пористостью 6,7-13,8% и проницаемостью $(0,27-5,76) \cdot 10^{-12} \cdot \text{м}^2$.

Верхняя пачка карбонатов на северной вершине содержит газовую залежь (шапку) толщиной до 160 м с ГНК по изогипсе -3148 м. Газонасыщенная мощность пачки до 90 м, нефтенасыщенная от 4,8 до 44,8 м при коэффициенте газонасыщенности 0,83% и нефтенасыщенности до 0,93%. По категории С₁ запасы газа составляют 3697 млн.м³, конденсата 511 тыс.т при коэффициенте извлечения 0,38 и содержании в газе 330-345 г/м³, нефти 5886 тыс.т при нефтеотдаче 0,162 и растворенного газа 1187 млн.м³. Дебит нефти от 0,3 до 50,6 м³/сут. – после СКО, конденсата 4-21 м³/сут. и газа 14-66 тыс.м³.

Нижняя пачка содержит нефтяную залежь с этажом нефтеносности 227 м и эффективной нефтенасыщенной мощностью от 3,6 до 87,2 м при коэффициенте извлечения 0,216 и нефтенасыщенности пласта 0,92. Нефтяной пласт отличается литолого-фильтрационной неоднородностью с развитием мелкой трещиноватости. Запасы нефти составляют 9664 тыс.т, растворенного газа 1949 млн.м³. Дебит нефти от 0,5 до 39 м³/сут. Обе пачки и газовая залежь подготовлены к разработке.

150

Подошвенные воды хлоркальциевого типа плотностью 1,03-1,07 г/см³ и минерализацией 97 г/л, с содержанием растворенного газа, лития и стронция.

Кожасайское месторождение, также как и Урихтауское, своей большей северной частью располагается в пределах Кокжидинского артезианского бассейна с большими запасами питьевой воды (рис.3). Поэтому разработку этой части месторождения нужно проводить аналогично разработке месторождения Урихтау с чинков Жанажола, чтобы сохранить бассейн питьевых вод от загрязнения и разрушения.

Разработку Кожасайского месторождения можно начинать с вводом в эксплуатацию одновременно верхней и нижней нефтяных залежей, являющимися отдельными объектами разработки, на естественном пластовом режиме с заводнением. Учитывая, что в поисково-разведочных скважинах дебиты нефти были небольшие из-за литолого-фильтрационной неоднородности продуктивных пластов, в добывающих скважинах необходимо проводить многоразовое СКО и гидроразрыв пластов. Для нефтяных залежей добывающие скважины необходимо располагать по сетке 700x700 м с расчетом 3 добывающих скважины и 1 нагнетательная. Растворимый газ утилизировать для промышленно-коммунального использования, учитывая близость Кожасайского месторождения к Жанажольскому, где действует газоперерабатывающий завод.

Газовую залежь следует начать разрабатывать после разработки нефтяных залежей. Разработку вести по сетке добывающих скважин 1000x1000м с расчетом на 4 добывающих скважины и 1 нагнетающая. Газ, отбираемый из залежи, должен быть дегазирован с отбором жидкой фазы (конденсата) и под давлением закачан в нижнюю часть залежи каждый раз до полного ее истощения [8].

Кенкиякское многопластовое нефтяное месторождение имеет залежи нефти в песчано-глинистых артинских-ассельских отложениях и в верхней части карбонатов КТ-II. По кровле карбонатов КТ-II поднятие имеет округлую форму меридионального простирания с размерами 8,5x8,0 км при амплитуде более 200 м по замкнутой изогипсе -4250 м. Во вскрытом разрезе высота нефтяной залежи 144 м при мощности пласта до 50 м. Нефтяной пласт по литолого-фильтрационным свойствам неоднороден,

что устанавливается по данным ГИС и сейсморазведки 3Д, и характеризуется открытой пористостью 9,6-16,2%, проницаемостью $(0,5-5,29) \cdot 10^{-12} \cdot \text{м}^2$ при нефтенасыщенности до 88%, газовый фактор 223-347 м³/ м³. Пластовое давление 64,4-80 МПа, температура 89-90⁰С. Дебит нефти в поисково-разведочных скважинах составляет от нескольких до сотни м³/сут. при порово-трещинных и трещинных коллекторах. Скважины, заложенные по данным сейсморазведки 3Д и СЛБО на участке развития трещинных коллекторов, будут иметь дебиты в несколько сот м³/сут. Залежь нефти в карбонатах КТ-II характеризуется упруговодонапорным режимом и является самостоятельным объектом разработки.

Подошвенные воды хлоркальциевого типа с минерализацией до 119 г/л при плотности 1,06-1,07 г/см³. Воды самоизливающиеся и высоко напорные с дебитом до 19,5 м³/сут. через 6 мм штуцер.

Кенкиякское месторождение находится в разработке с бурением вертикальных и наклонно-горизонтальных скважин. Нам представляется, что бурение вертикальных скважин на участке развития трещинных коллекторов позволит получить в добывающих скважинах высокие дебиты в несколько сот кубометров и не редко большие чем в наклонно-горизонтальных.

Разработку нефтяной залежи в карбонатах КТ-II следует проводить на естественном пластовом режиме с заводнением по всей площади месторождения для фронтального перемещения ВНК, что не приведет к потере нефти при неоднородности нефтяного пласта. Внутриконтурное заводнение нежелательно во избежание частичной потери нефти [8].

Добывающие скважины следует располагать с учетом 3Д и СЛБО по сетке 700x700 м из расчета одной нагнетательной скважины на 4 добывающих, которые впоследствии могут быть использованы как нагнетательные. Растворимый газ после извлечения конденсата утилизировать и использовать для промышленно-коммунальных потребностей.

Алибекмолинское нефтегазоконденсатное месторождение меридионального простирания с размерами по КТ-I 16,4x4 км при амплитуде 600 м по замкнутой изогипсе -1550 м и по КТ-II 18,2x3,5 км при амплитуде 700м. Залежи нефти пластово-сводовые, разделенные непроницаемыми карбонатами мощно-

стью 500-800 м, являются в западной части тектонически-экранированными всбросовым нарушением.

Залежь нефти в КТ-I высотой 101 м имеет 75-и метровую газовую шапку и приурочена к поровым и порово-трещинным коллекторам с открытой пористостью 7,0-18,8%, проницаемостью $(0,45-0,89) \cdot 10^{-12} \cdot \text{м}^2$ при газонасыщенности 65-94% и нефтенасыщенности 55-94%. ГНК проводится по изогипсе -1671 м, а ВНК по -1773 м. Пластовое давление 17,6-18,7 МПа, температура 39,5-41⁰С. Дебит газа при 7 мм шайбе до 75558 м³/сут., конденсата до 2,4 м³/сут., нефти до 74,1 м³/сут. при газовом факторе 200 м³/м³. Запасы газа в КТ-I составляют по категории С₁ 13,7 млрд.м³ и нефти 864 тыс.т.

Подошвенные воды хлоркальциевого типа с минерализацией до 111,6-140г/л при удельном весе 1,08-1,12 г/см³ с повышенным содержанием йода, брома и бора. Дебиты вод от 1,1 до 46,1 м³/сут.

Залежь нефти в КТ-II высотой 636 м состоит из двух пластов при общем ВНК по изогипсе -3300 м. Первый пласт имеет нефтенасыщенную толщину 2,2-72,2 м, второй – от 3,8 до 88 м. Продуктивные пласты приурочены к поровым, порово-трещинным и частично порово-каверновым коллекторам с открытой пористостью 7,5-17,5% при проницаемости $(0,44-3,8) \cdot 10^{-12} \cdot \text{м}^2$ при нефтенасыщенности до 94%. Пластовое давление 31,4-35 МПа, температура 65-73⁰С. Дебит нефти в фонтанирующих скважинах до 259 м³/сут. через 10 мм штуцер. Запасы нефти составляют 53255 тыс.т при коэффициенте нефтеотдачи 0,2-0,3.

Подошвенные и законтурные воды хлоркальциевого типа с минерализацией 68,9-97 г/л при удельном весе 1,041-1,065 г/см³. Дебит воды от 0,32 до 1,23 м³/сут.

Залежи нефти и газа в КТ-I и КТ-II подготовлены к разработке с упруговодонапорным режимом и являются самостоятельными объектами.

Разработку Алибекмолинского месторождения целесообразно начинать с залежей нефти в КТ-II с использованием площадного заводнения в подошвенную часть залежи по восточному крылу антиклинальной складки. Добывающие скважины с учетом материалов сейсморазведки ЗД и СЛБО следует располагать сеткой 700x700 м вдоль внутреннего контура нефтеносности с использованием естественной пластовой энергии. В

процессе разработки сетку скважин смещать к сводовой части, а законченные эксплуатацией добывающие скважины переводить в нагнетательные. При прекращении фонтанного способа эксплуатации залежи следует перейти на механический отбор нефти с проведением заводнения.

Месторождении Южный Алибек в виде полусводового поднятия по КТ-II примыкает к всбросовому нарушению южной части Алибекмолинского месторождения. По кровле КТ-II полусвод субмеридионального простирания оконтуривается изогипсой -3400 м с размерами 5,5x2,7 км при альтитуде более 300 м. Сводовая часть очерчивается изогипсой -3100 м и по сравнению с Алибекмолой опущена на 600 м.

Залежь нефти тектонически-экранированная, приурочена к верхней части карбонатов, где неоднородный нефтяной пласт имеет мощность до 62 м. Литолого-фильтрационные свойства пласта недостаточно изучены. По данным ГИС нефтяной пласт характеризуется как порово-трещинный коллектор с высокой нефтенасыщенностью. В скважине 29 дебит нефти при 6 мм штуцере составил 46 м³/сут. и газа 7,5 тыс. м³, интенсификация не проводилась. Оперативные запасы нефти оценивались в 2,2 млн.тонн.

На месторождении целесообразно провести сейсморазведку ЗД или СЛБО с выделением участков с хорошими коллекторскими свойствами нефтяного пласта, на которых проводить бурение вертикальных скважин, определить параметры пласта, площадь нефтеносности и ВНК, подсчитать и утвердить в ГКЗ запасы нефти и растворенного газа. При разработке месторождения необходимо применять заводнение.

Синельниковское нефтяное месторождение приурочено к подсолевому поднятию по КТ-I и КТ-II по данным сейсморазведки МОГТ Актюбинской геофизической экспедиции. В силу сложившихся территориальных условий поисково-разведочное бурение проводилось в западной части площади, где в пробуренной скважине №5 из нефтеносного пласта в КТ-I из интервала 2780-2815 м был получен промышленный приток нефти с дебитом 47 м³/сут. через 5 мм штуцер. Геологическое строение месторождения в целом осталось не изученным и не доразведанным в нефтеносном отношении, т.к. восточная часть месторождения была изучена сейсморазведкой МОГТ, но поисково-

разведочное бурение не проводилось. ВНК не установлен.

Залежь нефти в КТ-I и нефтепроявления в КТ-II приурочены к поровым и порово-трещинным коллекторам с открытой пористостью 9,9-15,2% и проницаемостью $0,135 \cdot 10^{-12} \cdot \text{м}^2$ при нефтенасыщенности до 89%. Параметры нефтяных пластов в КТ-I и КТ-II изучены недостаточно. Дебит нефти из КТ-II в интервале 3664-3654 м при переливе через устье составил $0,75 \text{ м}^3/\text{сут}$. Интенсификация притока не производилась.

Месторождение находится в разведке. Нам представляется, что в первую очередь на месторождении необходимо провести сейсморазведку 3Д и выявить участки с хорошими литолого-фильтрационными свойствами, на которых производить бурение вертикальных и наклонно-горизонтальных разведочных и добывающих скважин с применением заводнения, приняв сетку скважин 700x700 м. При этом в вертикальных скважинах следует проводить СКО и гидроразрыв нефтяного пласта. Подсчитанные оперативные запасы составляют 2963 тыс.т.

Подземные подошвенные воды, полученные в скважинах №2 и №8 из КТ-I в интервале 2865-3016 м, хлоркальциевого типа с минерализацией до 93 г/л при удельном весе $1,041 \text{ г/см}^3$. Дебит до $125,5 \text{ м}^3/\text{сут}$. при понижении статического уровня на 105 м. Пластовое давление 30,2 МПа, температура до 73°C .

Таковы, по нашим представлениям, основные геологические методы разработки нефтяных месторождений с системой размещения скважин и заводнением в карбонатных породах, согласно окончательных данных разведочного бурения по нефтеносным карбонатным пластам, вошедших в утвержденный ГКЗ при СМ СССР подсчет запасов нефти и газа.

Литература

1. Головки А.Ю., Клоков Ю.В. Строение подсолевого осадочного чехла восточного Прикаспия в связи с нефтегазоносностью//Уральский геолог. журнал, Екатеринбург, 2003, №3 (33), с.3-16.
2. Григорьян А. Разветвлено-горизонтальные скважины Григорьяна. Official Program, California, USA, 1997.
3. Дальян И.Б. Нефтегазоносные комплексы в подсолевых отложениях восточного Прикаспия// Нефтегазовая геология и геофизика, 1982, №10, с.5-6.
4. Дальян И.Б. Некоторые закономерности скопления нефти и газа в карбонатных породах востока Прикаспийской впадины// Вестник АН КазССР, 1982, №9, с.35-39.

5. Дальян И.Б. и др. Особенности коллекторских свойств карбонатных пород востока Прикаспийской впадины и ее обрамления в связи с нефтегазоносностью//В сб: «Породы коллектора на больших глубинах». Наука, М, 1990, с.58-62.

6. Дальян И.Б., Посадская А.С. Как открывалась подсолевая нефть в Актюбинской области (воспоминания участников открытий)// Урал. геолог. журнал, Екатеринбург, 2003, №5(35), с.119-163.

7. Желтов Ю.П. Разработка нефтяных месторождений. Недра, М, 1986.

8. Иванова М.М., Дементьев А.Ф. и др. Нефтепромысловая геология и геологические основы разработки месторождений нефти и газа. Недра, М, 1992.

9. Калинин А.Г., Григорьян А. и др. Бурение наклонных скважин. Справочник. Недра, М, 1990.

10. Клоков Ю.В., Головки А.Ю. Новые промыслово-геофизические методы изучения нефтегазовых пластов//Урал. геолог. журнал, Екатеринбург, 2003, №4(34), с.155-158.

11. Кузнецов О.Л., Федьинский В.В. и др. «Новая геофизика»// Геофизика, НПЖ ЕАГО, 1998, с.42-46.

12. Надиров Н.К. Нефть и газ Казахстана, Алматы, 1995, т.1-2.

13. Пермяков И.Г., Шевкунов Е.Н. Геологические основы поисков, разведки и разработки нефтяных и газовых месторождений. Недра, М, 1971.

14. Правила разработки нефтяных месторождений. Недра, М, 1985.

15. Сургучев М.Л., Колганов В.И. и др. Извлечение нефти из карбонатных коллекторов. Недра, М, 1988.

16. Ярулин В.В., Машаев А.Е. Эксплуатация нефтегазовых месторождений. Актобе, 2003.