

## **РОЛЬ МИГРАЦИИ УГЛЕВОДОРОДОВ В ФОРМИРОВАНИИ КРУПНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА И ОСНОВНЫХ ЗАКОНОМЕРНОСТЕЙ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ БАССЕЙНОВ**

© 2010 г. И.В. Орешкин<sup>1</sup>, О.П. Гончаренко<sup>2</sup>, А.И. Орешкин<sup>2</sup>

1 – ФГУП "Нижне-Волжский НИИ геологии и геофизики"

2 – Саратовский госуниверситет

Месторождения углеводородов (УВ) и основные характеристики нефтегазоносности бассейнов определяются взаимодействием большого количества биологических, химических и физических процессов, протекающих в геологической среде. Одними из основных являются условия миграции УВ, генерированных нефтегазоматеринскими (НГМ) породами.

Для формирования крупных залежей УВ требуются:

наличие крупной ловушки (структурно-литологический фактор);

достаточное количество генерированных УВ (генерационный фактор);

наличие протяженных литологически выдержанных путей миграции УВ (миграционный фактор).

Эти три основных фактора формируют как необходимые условия накопления УВ, так и определяют особенности нефтегазоносности бассейнов.

Существование в бассейне того или иного генетического типа органического вещества является главным для формирования его преимущественной нефте- или газоносности. По данным С.Г. Неручева [12] и других авторов, главные фазы нефтеобразования приурочены к стадиям МК<sub>1</sub>-МК<sub>2</sub>, а газообразования – к стадиям МК<sub>3</sub>-АК<sub>2</sub>. Все сказанное относится и к гумусовому, и к сапропелевому органическому веществу. При этом сапропелевое органическое вещество

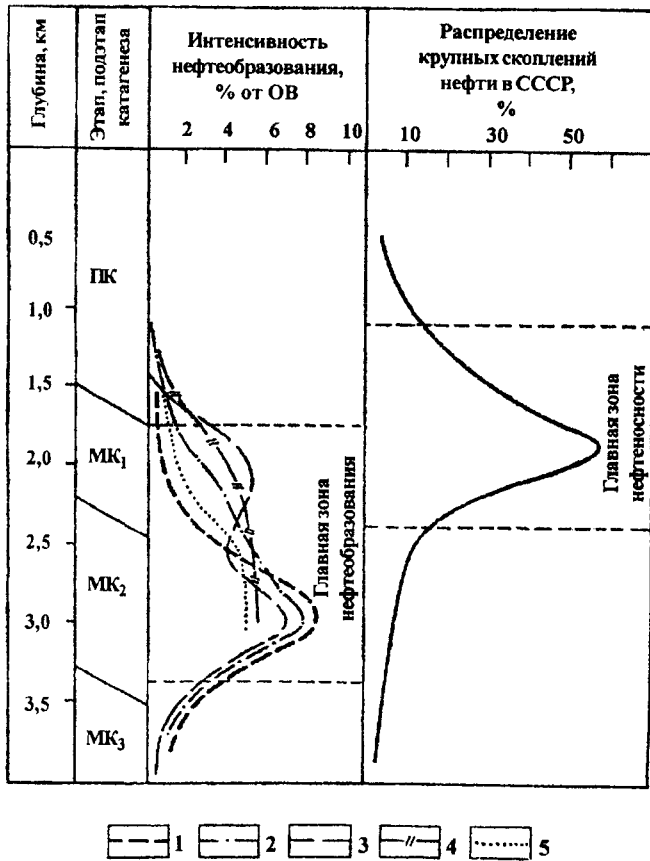
генерирует преимущественно нефтяные УВ и большие количества газообразных, а гумусовое – в основном газообразные.

Прежде чем рассматривать роль миграции в формировании месторождений УВ, подтвердим ее существование фактическим материалом [12] (рис.1).

Как видно из рисунка, практически для всех выбранных отложений и бассейнов главная зона нефтеобразования приурочена к стадии МК<sub>2</sub> с максимумом на глубинах 3 км, а главная зона нефтенакопления находится на стадии МК<sub>1</sub> с максимумом на глубине 2 км.

Следовательно, главная зона нефтенакопления располагается на один километр выше главной зоны нефтеобразования. Это можно объяснить только влиянием процессов переноса – вертикальной и латеральной миграцией генерированных жидких УВ. Как известно из литературы, основным механизмом перемещения (миграции) УВ является гравитация, т. е. всплывание нефти в воде, а газа – в воде и нефти.

Процессы миграции сопровождаются миграционными потерями УВ – это растворение в основном газообразных УВ в пластовых водах, сорбция УВ породами коллектора, потерями в тупиковых порах (так называемая мертвая нефтегазонасыщенность) [6]. Следовательно, для того, чтобы УВ в процессе их миграции попали в ловушки, необходимо наличие как проводящего кол-



**Рис.1. Изменение интенсивности нефтеобразования (на 0,5 км глубины) и распределение крупных скоплений нефти по глубинным зонам осадочного чехла (по данным С.Г. Неручева [12]).** 1 – терригенный девон, 2 – бавлинские отложения, 3 – кембрий Восточной Сибири, 4 – сапропелевое органическое вещество мезозоя Западной Сибири, 5 – сапропелево-гумусовое органическое вещество мезозоя Западной Сибири

лектора, так и достаточного количества самих УВ, т. е. необходимо установление возможных масштабов (расстояний) миграции. Для вертикальной миграции эти расстояния измеряются чаще всего не более чем первыми километрами. Теоретически дальность латеральной миграции, как говорилось выше, имеет два ограничения: протяженность проводящего коллектора и необходимое количество УВ.

При достижении главной фазы газообразования и поступлении больших масс газообразных УВ в процесс миграции в дальнейшем они мигрируют в форме газоконденсатных смесей за счет растворения наиболее лег-

ких фракций нефтей в поступающих газах.

Для оценки возможной дальности миграции в реальных условиях недр можно использовать расчетные и лабораторные методы. Для этого были привлечены данные по подтверждению масштабов миграции по Оренбургскому нефтегазоконденсатному месторождению (НГКМ) и месторождению тяжелых нефтей и битумов Атабаска (впадина Альберта, Канада).

Как отмечается в работах [13, 15], формирование Оренбургского НГКМ происходило в основном вследствие латеральной миграции из внутренних частей Прикаспийской впадины по карбонатным коллекторам и контролировалось структурным планом региональной соленосной покрывки кунгурского возраста.

Существование подтока УВ из Прикаспийской впадины к Оренбургскому НГКМ подтверждается особенностями углеводородного состава миграционных битумоидов (из продуктивных горизонтов месторождений УВ) в нижнепермских отложениях. Как видно из таблицы, по мере удаления от впадины вверх по моноклинали наблюдается относительное обогащение эпигенетических битумоидов парафиновыми (более миграционноспособными) и обеднение ароматическими (менее миграционноспособными) УВ [2, 9].

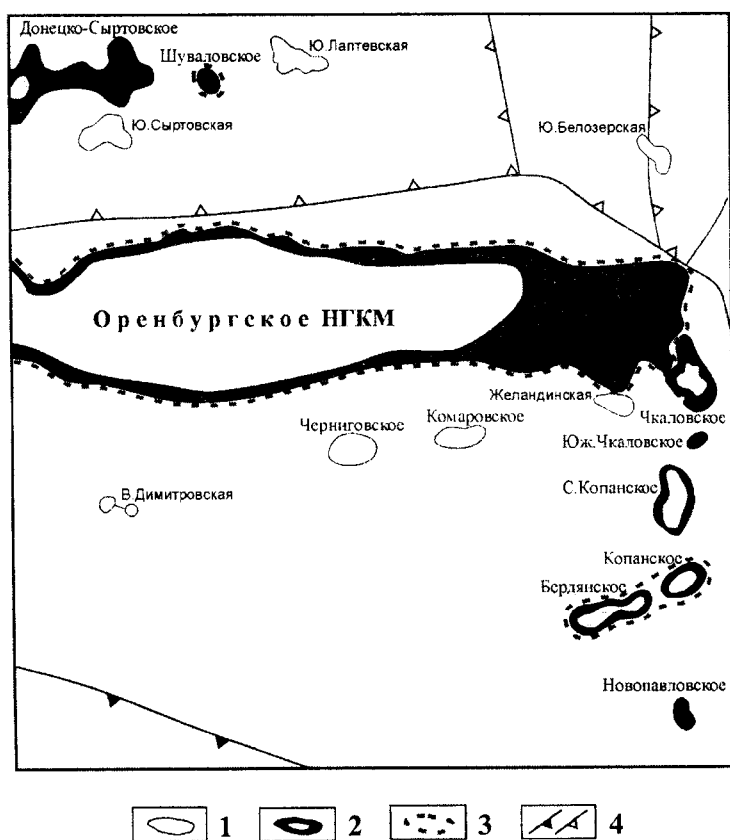
Таблица

**Углеводородный состав эпигенетических битумоидов нижнепермских отложений Соль-Илецкого свода**

Залежь	Ароматические/парафиновые
Копанская	1,5
Бердянская	1,3
Комаровская	1,26
Оренбургская	1,22
Шуваловская	1,02

Приведенные данные свидетельствуют о наличии миграционного потока из внутренних частей Прикаспийской впадины на север. При этом расстояние от Копанского до Шуваловского месторождения составляет 81 км (рис.2). Следовательно, установив возможность латеральной миграции на расстояние 81 км, не трудно представить себе и миграцию на расстояние в 200-250 км. Для этого необходимо соблюдение двух основных условий – наличие достаточно выдержанных каналов миграции и достаточного количества мигрирующих УВ при благоприятном структурном факторе.

вмещающего среднекаменноугольно-нижнепермского карбонатного нефтегазоносного комплекса (НГК) с нижележащими девонско-нижнекаменноугольными отложениями, обладающими наиболее значительным нефтегазоматеринским потенциалом, и литологическая раскрытость этого объединенного резервуара в сторону Прикаспийской впадины. Это положение подтверждается расчетами масштабов эмиграции соответствующей нефтегазосборной (НГС) площади в пределах Прикаспийской впадины и на территориях, прилегающих к Соль-Илецкому своду с запада, севера и востока.



**Рис.2.** Схема расположения залежей Соль-Илецкого выступа (по данным В.С. Коврижкина, 2001 г.). 1 – локальные объекты, выявленные, подготовленные к бурению, находящиеся в бурении; 2 – месторождения нефти и газа; 3 – объекты битуминологических исследований; 4 – границы тектонических элементов

Важнейшими факторами формирования Оренбургского НГКМ, расположенного явно за пределами от сколько-нибудь значительного очага генерации, стали объединение

В настоящее время для подсолевых отложений Прикаспийской впадины невозможно достаточно точно рассчитать коэффициенты аккумуляции. Но, например, максимальные значения коэффициента аккумуляции жидких УВ (29 %) в разрезе хорошо изученной впадины Альберта (Канада) присущи группе Элк-Пойнт, экранируемой соленосной покрывкой. Подобная покрывка в разрезе Прикаспийской впадины также обеспечивает хорошую сохранность в недрах как жидких, так и газообразных УВ.

По проведенным количественным расчетам можно сопоставить условия аккумуляции УВ в рассмотренных нефтегазоносных бассейнах. Так, для впадины Альберта соотношения газообразных и жидких (Г/Ж) генерированных УВ составляет 2,33, а аккумулярованных – 0,28. Для подсолевых отложений Прикаспийской впадины эти соотношения равны 4,8 и 1,09 соответственно. Следовательно, если в бассейне Альберта условия аккумуляции привели к более чем восьмикратному сокращению доли газообразных УВ в залежах, по сравнению с ее собственным генерационным потенциа-

лом, то в Прикаспийской впадине они различаются в четыре раза. Следует учитывать, что в этом сравнении нет данных по глубокопогруженным залежам центральных частей Прикаспийской впадины, которые по своим генерационным и геотермическим условиям должны быть представлены в основном газообразными УВ. Следовательно, в Прикаспийской нефтегазонасной провинции (НГП) складываются наиболее благоприятные условия для миграции жидких УВ в газорастворенном (газоконденсатном) состоянии за счет повышенной доли газообразных УВ. Последнее обстоятельство обеспечивается высокой степенью катагенетической преобразованности подсолевых отложений, достаточно широким распространением процессов термической деструкции высокомолекулярных соединений, высокой степенью сохранности газообразных УВ за счет надежной региональной соленосной покрывки.

Таким образом, сопоставляя генерационные возможности НГМ пород осадочных бассейнов с характеристиками УВ, аккумулярованных в залежах, можно в количественном выражении оценить степень оптимальности условий аккумуляции нефтегазонасного бассейна (либо отдельных его участков) и степень влияния глубокопогруженных очагов генерации на нефтегазонасность периферийных частей.

Масштабы латеральной миграции, по оценкам различных исследователей, колеблются от первых десятков километров до 200 км. При этом дальность латеральной миграции определяют по расстоянию от предполагаемой материнской породы до данной залежи [2].

Очевидно, что для более определенно-го решения данного вопроса нужны подходы, исключающие неоднозначность получаемого результата. В любом случае необходимая (минимальная) дальность миграции прямо пропорциональна запасам УВ в залежи и обратно пропорциональна генерационным возможностям НГМ пород. Сле-

довательно, задачу следует решать на основе количественных расчетов генерированных УВ и сопоставления полученных результатов с запасами конкретных месторождений.

Для избежания ошибки в определении НГМ пород рассчитывалось суммарное количество УВ, генерированных всеми литологическими разностями нефтегазонасного разреза. При таких расчетах используется методический аппарат объемно-генетического метода (ОГМ) прогноза нефтегазонасности, который, как известно, часто дает цифры генерированных УВ, значительно превышающие их количество аккумулярованных в залежах [15]. Чтобы исключить такое несоответствие и оценить максимальную необходимую дальность миграции, расчеты следует проводить для месторождений, содержащих наибольшие запасы УВ. Поэтому в качестве объекта исследований была выбрана впадина Альберта (Канада) с расположенным на ее восточной периферии (западный склон Канадского щита) гигантским скоплением нефтидов Атабаска.

Нефтематеринской толщей, обеспечившей формирование месторождений группы Атабаска, считается глинистая толща группы Мэнвилл раннемелового возраста [16, 17]. Этот вывод основан на детальном изучении и сопоставлении составов нефтей из месторождений региона и битумоидов пород осадочного выполнения впадины Альберта.

В настоящее время залежи группы Атабаска содержат около 110 млрд т высоковязких нефтей и асфальтов при плотности около  $1,05 \text{ г/см}^3$ , первоначальные запасы нефти при плотности исходной нефти  $0,850 \text{ г/см}^3$ , сформировавшей это гигантское скопление, составляли, по нашей оценке, приблизительно 550 млрд т. Аналогичные данные приводятся Дж. Хантом [16].

Как показывают расчеты, для формирования месторождения Атабаска недостаточно генерационного потенциала не только глини группы Мэнвилл, но и всего осадоч-

ного чехла впадины Альберта. Их генерационные возможности соответственно на два порядка и в два раза меньше первоначальных запасов нефти, сформировавших месторождение.

Единственным источником, способным генерировать необходимое количество жидких УВ, могла быть миогеосинклиналь гор Маккензи. Очевидно, на стадии глубокого предорогенного погружения все флюидоупоры в разрезе этого бассейна утратили свои экранирующие свойства, что привело к широкомасштабной вертикальной миграции и концентрации большого количества УВ под глинистой толщей группы Мэнвилл. Последняя не утратила своих экранирующих свойств и являлась региональной крышкой, контролировавшей миграцию и аккумуляцию основной массы УВ.

Латеральная миграция в платформенную часть (впадину Альберта) палеонефтегазоносного бассейна охватывала комплекс отложений от верхнего девона (Вабаун) до нижнего мела, и, очевидно, основными были базальные песчаники предмелового несогласия, к которым приурочено скопление Атабаска.

Таким образом, УВ, генерированные в западной миогеосинклинальной части палеонефтегазоносного бассейна, представляющей в настоящее время складчатое сооружение гор Маккензи, аккумуляровались на территории его восточной платформенной периферии (западный склон Канадского щита), дальность латеральной миграции составляла от 500 до 600 км. Этот вывод подтверждается Дж. Деру и другими [18], которые отмечают: "... анализ геологического строения показал, что для миграции флюидов из глубоких частей бассейна к его окраине не существует никаких препятствий". При этом, несомненно, нефтепроизводившие глины Мэнвилл выполняли в первую очередь роль поставщика УВ, обеспечивших наполнение "мертвой" нефтенасыщенности базальных песчаников и тем самым сформировавших благоприятные усло-

вия для дальней латеральной миграции из миогеосинклинали гор Маккензи.

В настоящее время гигантское скопление нефти, сформировавшееся в базальных песчаниках раннемелового возраста и попавшее впоследствии в зону гипергенеза, представлено "нефтеносными песками" Атабаска.

Генерация такого количества жидких УВ в миогеосинклинальном бассейне неизбежно сопровождалось также генерацией колоссального количества газообразных УВ, о чем можно судить по наличию чистых песков в зоне выклинивания нефтяных песков вверх по региональному наклону (месторождение Атабаска), следовательно, ранее здесь существовала газовая шапка, которая впоследствии разрушилась [18]. При этом газы могли выполнять функцию весьма активного фактора переноса (миграции) жидких УВ из миогеосинклинали к восточной периферии впадины. Очевидно, миграция жидких УВ в газорастворенном (газоконденсатном) состоянии превалировала над остальными формами миграции на этапе формирования скопления Атабаска. Какой-либо аномалии в составе пластовых вод базальных песчаников, вмещающих залежь [18] и являющихся, видимо, основным проводником миграции, не отмечается, значит, во время формирования месторождения Атабаска уже не было сколько-нибудь существенного подтока элизонных вод из миогеосинклинали. Таким образом, миграция нефти в водорастворенном состоянии от очага генерации до ловушки в данном случае не имела существенного значения.

Вероятно, процесс подготовки углеводородной смеси к дальней латеральной миграции выглядел следующим образом. На первых этапах погружения осадочных толщ миогеосинклинали гор Маккензи, при прохождении ими главной фазы нефтеобразования, формировались преимущественно нефтяные скопления, а затем газовые. Это иллюстрируется рисунками, из которых видно, что западная часть впадины Альберта в нас-

тоящее время является преимущественно зоной газонакопления (рис.3), но первоначально здесь существовали нефтяные залежи, которые в наше время приурочены только к линзовидным ловушкам (рис.4), и из которых жидкие УВ не вытеснялись газообразными (Гассоу, 1954; Линк, 1954).

В процессе дальнейшего погружения и ужесточения баротермического режима

происходило нарастающее растворение жидких УВ в газообразных – формирование газоконденсатных смесей, и к моменту формирования базальных песчаников и перекрывающих их глин Мэнвилл из расформированных ловушек миогеосинклинали началась миграция в основном газоконденсатных смесей в пределы впадины Альберта. Видимо, эти процессы сопровождалась постепен-

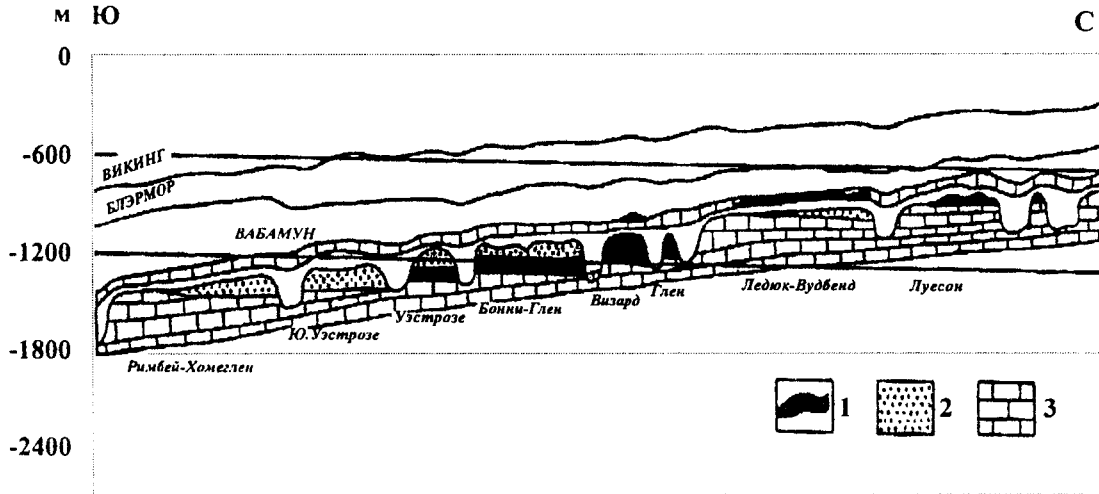


Рис.3. Продольный разрез через зону "рифового простираия" (по данным В. Гассоу, 1954 г.). 1 – нефть, 2 – газ, 3 – рифовые массивы

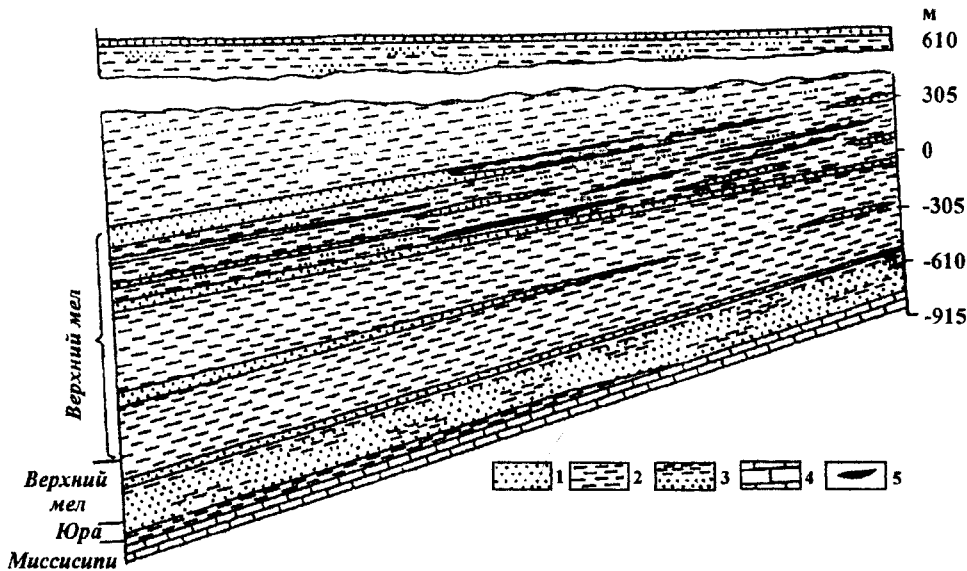


Рис.4. Схематический геологический разрез через Альбертскую впадину и расположение залежей месторождения Пембина, приуроченных к зонам выклинивания песчаных горизонтов верхнего мела (по данным Т. Линка, 1954 г.). 1 – преимущественно пески и песчаники, 2 – преимущественно глинистые сланцы и глины, 3 – главным образом пески с прослоями глин, 4 – известняки и доломиты, 5 – нефть

но утратой экранирующих свойств терригенных покровов в процессе катагенеза и в результате интенсивной дизъюнктивной тектоники, что способствовало концентрации огромных скоплений УВ в верхних частях разреза.

Основная масса УВ в продуктивные комплексы впадины Альберта поступала в газорастворенном состоянии. Однако какой-либо газовой аномалии здесь не отмечается, что объясняется условиями аккумуляции, ставших причиной массовой дегазации недр. При этом коэффициенты аккумуляции жидких УВ в большинстве случаев значительно превышают коэффициенты аккумуляции газообразных, чем подтверждается высказанное предположение о дегазации продуктивных горизонтов Альберты. Тем не менее, именно в отложениях, затронутых массовой миграцией УВ из миогеосинклинали (карбон, Вабамун), отмечаются максимальные значения соотношения газообразных и жидких УВ в залежах. Наибольший коэффициент аккумуляции жидких УВ (29 %) характерен для отложений группы Элк-Пойнт раннесреднедевонского возраста, в разрезе которых присутствует пластовая соленосная покровка.

Таким образом, формирование крупнейшего скопления УВ Атабаска, как и Оренбургского месторождения, происходило в основном вследствие латеральной миграции.

Механизм формирования Карачаганакского нефтегазоконденсатного месторождения в Прикаспийской впадине достаточно подробно изложен в работах [11, 15]. Очевидно, что основным фактором, способствовавшим образованию здесь такого крупного скопления УВ, была гидродинамическая связь вмещающих залежь отложений с комплексом-доминантой верхнедевонско-турнейского возраста, которая существует из-за отсутствия (размытия) верейско-мелекесской и радаевской флюидоупорных терригенных толщ. Этот вывод подтверждается тем, что на нижнепермские и визейско-башкирские отложения приходится всего 6 % суммарного генерационного потенциала, или около

180 млн т жидких УВ, т. е. примерно в 10 раз меньше, чем их аккумуляровано в месторождении. Остальные 94 % нефтегазоматеринского потенциала выделенной НГС площади приходится на отложения верхнедевонско-турнейского НГК.

В пределах НГС площади в северном направлении наблюдается увеличение жидких в сумме эмигрировавших остаточных УВ (уменьшение соотношения Г/Ж), в этом же направлении увеличиваются значения коэффициента сохранности жидких УВ (рис.5). Следовательно, по эволюционно-генетическим предпосылкам можно предположить относительное обогащение пластовых флюидов жидкими УВ в северном направлении.

Одним из факторов, определяющих фазовое состояние флюидов в залежах, являются термобарические условия. По данным А.Э. Конторовича, Дж. Ханга [5, 16] и других, при температурах выше 170-180 °С практически не встречаются нефтяные залежи, в этом же диапазоне температур, а иногда и раньше, при давлениях более 40-50 МПа [3] наблюдается резкое снижение содержания стабильного конденсата в газоконденсатных системах.

Основная часть подсолевых отложений НГС площади находится на стадиях катагенеза МК<sub>5</sub> и выше, т. е. в температурном интервале от 185 до 230 °С и выше (рис.5). Отсюда следует, что в основной части объема осадочного чехла НГС площади возможно присутствуют преимущественно газовые месторождения. Существование нефтяных залежей, лимитируемое геотермическими условиями недр, вероятно в верхних частях разреза ее северных участков, а несколько южнее – возможны газоконденсатные залежи.

На действие первичных эволюционно-генетических и термобарических факторов накладывается влияние вторичных, обусловленных процессами перераспределения эмигрировавших УВ, т. е. их миграцией. На данном этапе изученности действие этих факторов может быть оценено лишь как спо-

соб определения возможности или невозможности протекания того или иного процесса. На схеме (рис.5) видно, что практически все, очевидно существующие в литологическом разрезе НГС площади промежуточные терригенные покрывки находятся на стадиях катагенеза, превышающих МК<sub>3</sub>, т. е. в зоне ухудшения и в дальнейшем потери ими экранирующих свойств [17]. Следствием такого процесса могут быть расформирование скоплений УВ, контролируемых терригенными покрывками, и переток УВ (в первую очередь газообразных) под региональную эвапоритовую покрывку.

Другой причиной перераспределения УВ является их латеральная миграция по моноклинали, т. е. с юга на север, в сторону Карачаганакского месторождения и бортового уступа Прикаспийской впадины. В этом случае должно происходить распределение залежей по принципу дифференциального улавливания [7], по классической схеме которого в нижней части моноклинали (южные районы НГС площади) должны существовать газовые месторождения, выше – газовые с нефтяными оторочками и еще выше – нефтяные.

Таким образом, на основании приведенных материалов дан прогноз фазового состояния УВ. Ориентировочно выделены пять зон, различающихся по характеру содержащихся в залежах флюидальных систем (рис.5).

**I зона** газовых залежей расположена на крайнем юге НГС площади. В этой зоне по эволюционно-генетическому (максимальное значение соотношения Г/Ж = 9,6), катагенетическому (МК<sub>5</sub> и выше) и миграционному (вытеснение жидких УВ газообразными) факторам предполагается существование газовых залежей, не содержащих жидких УВ ни в свободном, ни в газорастворенном состоянии.

Севернее расположена **II зона** газовых и предположительно газоконденсатных залежей. Эта зона отличается от предыдущей несколько пониженным значением соотношения Г/Ж = 8,8. Меньшая степень ката-

генеза (МК<sub>4</sub>-МК<sub>5</sub>) показывает, что потенциальные скопления УВ находятся в области резкого снижения конденсата в газе [2,4], поэтому здесь возможны газоконденсатные скопления с газоконденсатными факторами (ГКФ) ниже ГКФ "эталонной" (Карачаганакской) залежи.

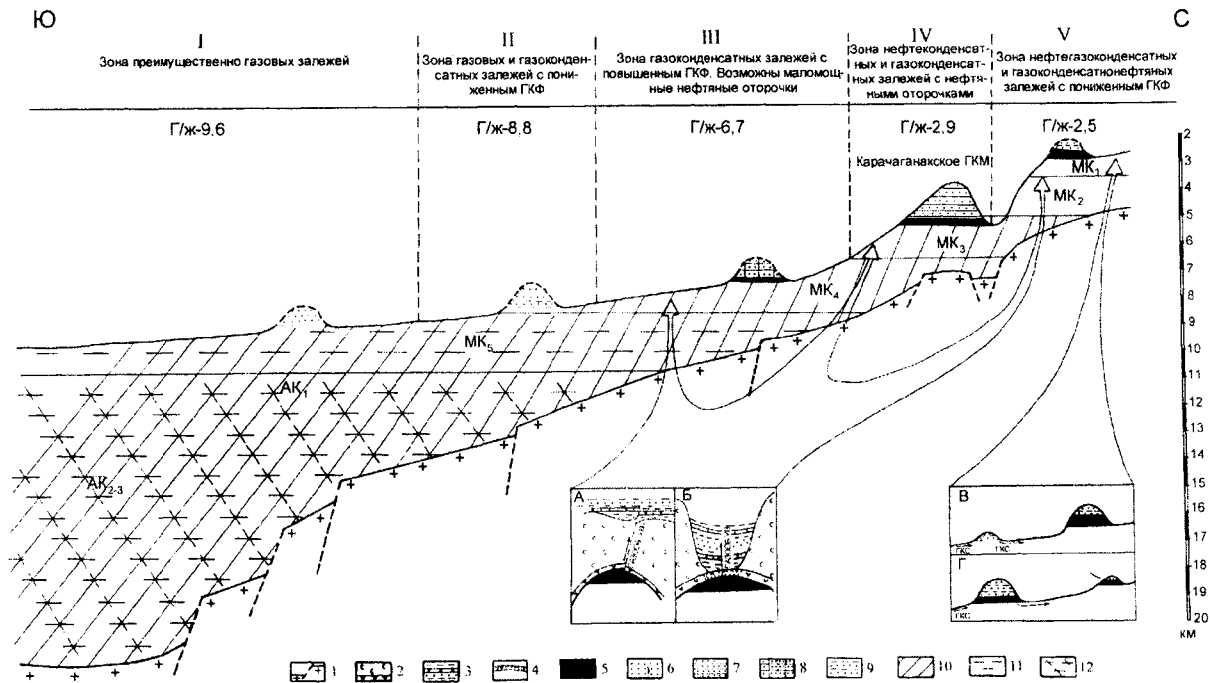
Далее (выше по моноклинали) прогнозируется **III зона** развития газоконденсатных залежей. Значение соотношения Г/Ж сингенетичных данной зоне УВ, способных к аккумуляции, составляет 6,7. Поскольку залежи находятся в начале стадии МК<sub>4</sub>, то здесь возможны газоконденсатные смеси с ГКФ, превышающими "эталонный" [2,4].

Как было показано в работе [11], Карачаганакская залежь является ГКМ первичного генезиса, а нефтяная оторочка образовалась вследствие выпадения части жидкой фазы из газоконденсатной смеси, что свидетельствует о ее насыщенности. Это дает основание предположить и более высокие ГКФ в залежах, расположенных южнее Карачаганакского месторождения, т. е. в зоне III. В случае подтока газоконденсатных смесей с участков с повышенным геотермическим режимом и повышенной растворяющей способностью газов возможны газоконденсатные залежи с относительно маломощными нефтяными оторочками, сформированными за счет выпадения жидких УВ из смесей, попавших в более мягкие геотермические условия. Такой процесс возможен лишь при условии предельно насыщенных газоконденсатных смесей.

**В IV зоне** нефтегазоконденсатных и газоконденсатных залежей с нефтяными оторочками расположено Карачаганакское месторождение. Для данного участка характерно значительное (по сравнению с зонами I, II, III) снижение газообразных продуктов в общей сумме эмигрировавших УВ (Г/Ж = 2,9). Здесь возможны очень высокие значения ГКФ (стадия МК<sub>2-3</sub>), что наблюдается на Карачаганакском ГКМ.

На территории внутренней и внешней прибортовой зоны Прикаспийской впадины,





**Рис.5.** Принципиальная схема прогноза фазового состояния УВ залежей Карачаганакско-Джамбейтинской НГС площади (по данным И.В. Орешкина, 1985 г.). 1 – кристаллический фундамент; 2 – эвапоритовые образования; 3 – надсолевой комплекс осадочного чехла; 4 – зоны дробления, трещиноватости; 5 – нефть; 6 – газ; 7 – газоконденсатная смесь с "эталонным" ГКФ; 8 – то же с ГКФ выше "эталонного"; 9 – то же с ГКФ ниже "эталонного"; 10 – область ухудшения экранирующих свойств терригенных покрышек; 11 – область геотермического "запрета" существования жидких УВ в свободной фазе; 12 – то же в газоконденсатной фазе

расположенной севернее выделенной НГС площади, можно выделить **V зону** нефтегазоконденсатных и газоконденсатнонефтяных залежей. Здесь соотношение Г/Ж составляет около 2,5, следовательно, еще больше увеличилась доля жидких УВ в залежах. Однако довольно низкий уровень катагенеза (МК<sub>1,2</sub>) показывает, что это увеличение должно происходить преимущественно не за счет газорастворимой, а за счет свободной фазы. Значения ГКФ здесь должны быть ниже ГКФ Карачаганакского месторождения. В данной зоне возможно увеличение относительной мощности нефтяных оторочек за счет увеличения выпадения жидкой фазы из газоконденсатной смеси, а также вследствие возможных перетоков высвободившихся жидких УВ из залежей IV зоны.

Следует подчеркнуть, что предполагаемый прогноз фазового состояния УВ является принципиальной схемой. Тем не менее

в результате последующих работ в 1991 г. северо-западнее Карачаганакского месторождения – в пределах зоны V было открыто Чинаревское месторождение, где из турнейских отложений получены фонтанные притоки легкой нефти [1]. Таким образом, в данном случае зональный прогноз подтвердился.

Однако, несмотря на все перечисленные факторы, предлагаемая схема [15] отражает основные тенденции в изменении фазового состояния УВ в залежах Карачаганакско-Джамбейтинской НГС площади.

При введении соответствующих поправок главным образом на основной генерационный показатель (соотношение Г/Ж) предложенная схема может быть использована при прогнозировании фазового состояния УВ в залежах Прикаспийской впадины. Однако даже на рассмотренном примере видно, что основной тенденцией в распре-

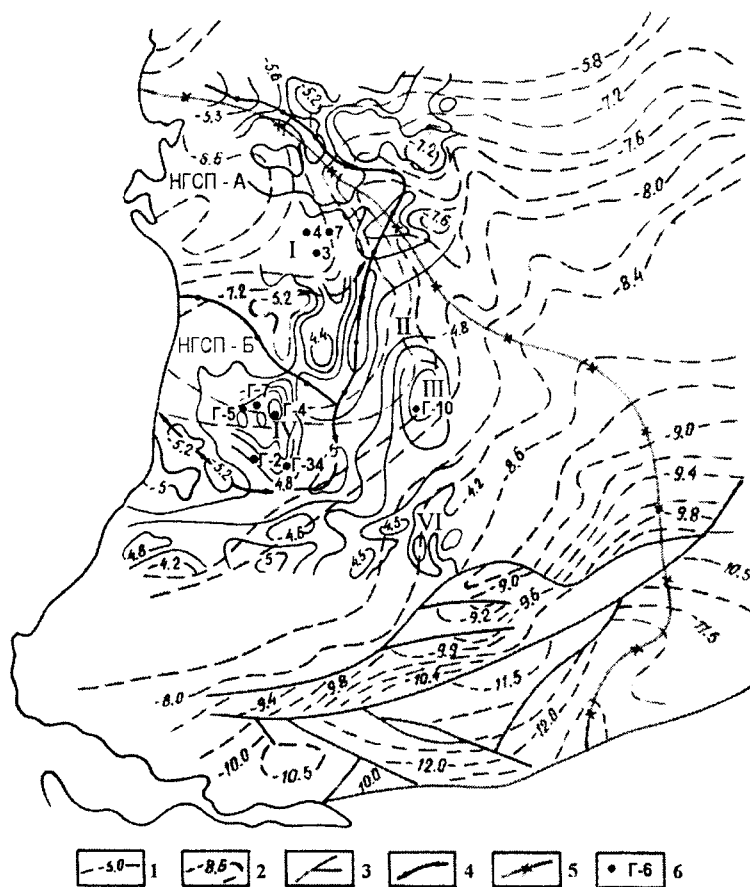
делении УВ на территории региона является относительное обогащение жидкими УВ залежей, расположенных в периферийных частях впадины, и существенное преобладание газообразных УВ в залежах внутренних участков.

Из приведенных данных видно, что формировалось Карачаганакское месторождение в первую очередь вследствие латеральной миграции, сопровождавшейся, однако, массовой вертикальной миграцией УВ за счет потери терригенными покрывками своих экранирующих свойств в процессе катагенеза.

Открытие в 1981 г. крупнейшего Тенгизского нефтяного месторождения подтвердило высокие перспективы нефтегазосос-

ности юго-восточной части Прикаспийской впадины. Вместе с тем факт концентрации крупнейших запасов УВ в одной залежи поставил вопрос о перспективах нефтегазососности остальной территории района. При решении его важно выяснение основных факторов, контролирующих процессы формирования скоплений УВ в данных геологических условиях. Наиболее удобный объект для таких исследований в данном районе – Тенгизское месторождение. Методической основой исследований стала методика бассейнового моделирования [13, 15].

С этой целью произведены расчеты масштабов генерации и эмиграции УВ в нижнепермском, московско-верхнекаменно-



**Рис.6. Нефтегазосборные площади по отражающим горизонтам  $P_1$  и  $P_3$  (по данным И.В. Орешкина, 1992 г.).** Изогипсы по горизонту: 1 –  $P_1$ , 2 –  $P_3$ ; 3 – разрывные нарушения; границы НГС площадей по горизонту: 4 –  $P_1$ , 5 –  $P_3$ ; 6 – глубокие скважины; площади: I – Каратон, II – Каратон Южный, III – Маткен, IV – Тенгиз, V – Колтык Восточный, VI – Юбилейная

угольном, верхневизейско-башкирском, средневизейском и верхнедевонско-нижневизейском литолого-стратиграфических комплексах в пределах первой НГС площади (рис.6), контролирующей северную часть Каратон-Тенгизской зоны поднятий и включающей площади Каратон, Тажигали и другие, и второй НГС площади, в пределах которой находятся Тенгизское и Королёвское месторождения. Расчеты показали значительное превышение разведанных запасов нефти (в 2 раза) и суммы разведанных и перспективных ресурсов (в 3 раза) над суммарными масштабами эмиграции жидких УВ в подсоловом разрезе второй НГС площади. Аналогичное положение наблюдается по суммарным показателям запасов, перспективных ресурсов и масштабов эмиграции обеих НГС площадей.

Поскольку в расчетах масштабов эмиграции учитывался практически весь подсоловой осадочный чехол НГС площадей, выделяемых по структурному плану отражающего горизонта  $\Pi_1$ , полученные результаты показывают, что в контроле миграционных потоков УВ, сформировавших уникальные скопления нефти Каратон-Тенгизской зоны, структурный план региональной соленосной покрывки не имел существенного значения.

В условиях наблюдаемого в юго-восточном секторе региона значительного несоответствия структурных планов горизонта  $\Pi_1$ , с одной стороны, и горизонтов  $\Pi_2$  и  $\Pi_3$ , с другой, можно предположить, что определяющим в контроле миграции основных масс УВ в данном случае был региональный палеоструктурный план девонского комплекса-доминанты.

Поскольку в современном структурном плане горизонта  $\Pi_2$  район Тенгизского месторождения отделен от зоны сочленения с Южно-Эмбинским поднятием неглубоким прогибом, а современный план горизонта  $\Pi_3$  сохраняет общее южное направление регионального наклона обоих горизонтов, существовавшее в предпермское время, в основу

выделения НГС площади Тенгизского месторождения положен современный структурный план отражающего горизонта  $\Pi_3$ . Все расчеты по данному варианту произведены только для верхнедевонско-нижневизейского нефтегазогенерационного комплекса, согласно которым количество эмигрировавших жидких УВ в 3,8 раза превышает сумму разведанных балансовых запасов нефти в пределах выделенной площади. Следовательно, реализованный нефтегазоматеринский потенциал пород верхнедевонско-нижневизейского комплекса, контролируемого НГС площадью по горизонту  $\Pi_3$ , мог обеспечить формирование крупнейшего нефтяного месторождения Тенгиз [15].

Таким образом, определяющее значение в формировании нефтегазоносности Каратон-Тенгизской зоны, а возможно и всей территории юго-востока Прикаспийской впадины, имеют нижние части палеозойского осадочного чехла предположительно позднедевонско-раннекаменноугольного возраста. Это влияние обеспечивается их высоким генерационным потенциалом и осуществляется через контроле миграционных потоков основных масс генерированных УВ структурным планом комплекса-доминанты (горизонты  $\Pi_2$ ,  $\Pi_3$ ).

При наличии благоприятных условий (разрывные нарушения, литологические окна) УВ, генерированные в нижних частях разреза, могли мигрировать в вышележащие каменноугольные и нижнепермские отложения. В этом случае их дальнейшее перераспределение должно контролироваться структурным планом более молодых покрывок, например региональной галогенной толщи. На примере Тенгизского месторождения видно, что результатом такого процесса может быть формирование крупнейших скоплений УВ, что подтверждается более поздним открытием нефтяного месторождения Кашаган.

Региональные палеонаклоны палеозойских пород способствовали миграции УВ из погруженных районов юго-востока Прикаспийской впадины.

пийской впадины, а также с территории Южно-Эмбинской миегеосинклинали.

Кроме того, месторождения Тенгиз и Кашаган отрезаны от подтока больших масс газообразных УВ поздней генерации из внутренних частей Прикаспийской впадины Астраханско-Актюбинской системой поднятий. В результате этого здесь сформировались чисто нефтяные залежи.

Зафиксированные нефтепроявления подтверждают, что девонские отложения Южно-Эмбинского авлакогена являлись мощным очагом генерации. В частности, в скв.11 Жанасу в интервале 2184-2505 м вскрыты песчано-алевритовые отложения позднего девона, сильно пропитанные нефтью. Нефть густая, окисленная, смолистая, плотностью 0,98 г/см<sup>3</sup>, чем подтверждается ее гипергенное преобразование, вероятно, на инверсионном этапе.

Следовательно севернее, территория Биикжальского свода, расположенного на стыке южной нефтеносной и северной газоносной зон, представляет собой переходную зону нефтегазонакопления. Здесь в процессе геологоразведочных работ, вероятно, будут обнаружены как нефтяные, так и газоконденсатные залежи. В случае открытия крупного скопления УВ оно, возможно, будет представлено нефтегазоконденсатным месторождением.

Количественные расчеты масштабов генерации и эмиграции в пределах Астраханского свода [10] показывают, что генерационного потенциала подсолевых отложений этого крупного тектонического элемента достаточно для формирования Астраханского газоконденсатного месторождения. Такой вывод сделан, исходя из предположения о наличии гидродинамической связи вмещающих залежь отложений с нижележащими комплексами-доминантами среднедевонско-нижнекаменноугольного возраста [10].

Поскольку Астраханское месторождение входит непосредственно в систему Астраханско-Актюбинских поднятий, то оно, в

отличие от Тенгиза и Кашагана, открыто для мощного подтока газообразных УВ из внутренней части Прикаспийской впадины. В результате здесь, на месте первичной нефтяной залежи, сформировалось крупнейшее газоконденсатное месторождение с резко недонасыщенной жидкими УВ пластовой смесью.

Локальный прогноз нефтегазонаосности является, пожалуй, наиболее ответственным видом поисковых работ, поскольку именно локальный прогноз определяет очередность ввода в поисковое бурение подготовленных объектов и, в конечном счете, определяет эффективность капиталовложений в процесс поисков нефти и газа. В качестве иллюстрации использования методики бассейнового моделирования приведем работы, выполненные по территории Актюбинской (восточной) части Прикаспийской НПП.

В восточной части Прикаспийской впадины наряду с открытием месторождений нефти и газа, приуроченных к карбонатным отложениям карбона – "первая" и "вторая" карбонатные толщи (КТ-1 и КТ-2), и терригенному комплексу нижней перми – "первая" терригенная толща (ТТ-1), получены и отрицательные результаты, в особенности на Енбекском своде. Следовательно, необходимо выяснить основные факторы, определяющие особенности нефтегазонаосности, и разработать методику оценки перспективности выделяемых здесь поисковых объектов.

Для формирования скоплений нефти и газа необходимы сами УВ (генерационный фактор), ловушки (структурно-литологический фактор) и условия миграции УВ в ловушку (миграционный фактор).

Генерационный фактор учитывался с помощью расчетов масштабов генерации и эмиграции жидких и газообразных УВ органическим веществом вмещающих отложений в пределах НГС площадей разведанных месторождений, контролируемых современным структурным планом нижнепермской (ТТ-1) и подольской (ТТ-2) терригенных по-

крышек. Границы НГС площадей проводились на севере, востоке и юге по синклинальным перегибам, выраженным в подошвах ТТ-1 и ТТ-2, а с запада – по линии выклинивания карбонатных нефтегазоносных толщ (резервуаров) КТ-1 и КТ-2. По расчетам в пределах НГС площадей первой залежи Жанажольского месторождения из вмещающих карбонатов КТ-1 эмигрировало жидких УВ в 5,1 раза и газообразных в 1,5 раза меньше, чем их аккумулировано в залежи (балансовые геологические запасы). Если прибавить все УВ, эмигрировавшие из нижнепермской терригенной толщи (ТТ-1), то недостаток газообразных УВ восполняется, однако суммарный генерационный потенциал КТ-1 и ТТ-1 по жидким УВ не превышает 30 % их геологических запасов (нефть + конденсат) в первой залежи. Генерационный потенциал нижележащей межкарбонатной подольской терригенной толщи (ТТ-2) не существенно отличается от потенциала ТТ-1, и подольская толща в пределах выделенной НГС площади не могла компенсировать недостаток жидких УВ в размере 70 % их запасов в первой залежи даже без учета миграционных потерь, рассеивания УВ по микрозалежам, возможной аккумуляции УВ в коллекторах терригенных толщ, о чем свидетельствуют залежи в ТТ-1 на Кенкияке, Каратюбе и Восточном Акжаре. Все это в полной мере относится и к третьей терригенной толще, подстилающей КТ-2. В пределах НГС площади второй залежи Жанажольского месторождения (КТ-2) по жидким УВ генерационный потенциал вмещающих пород оказался в 7,6 раза меньше разведанных геологических запасов нефти и конденсата. Подобная ситуация отмечается также для НГС площадей Кожасайского (в 2,4 раза) и других месторождений.

Следовательно, залежи в толщах КТ-1 и КТ-2 формировались в основном за счет подтока УВ из дополнительных очагов генерации путем латеральной или вертикальной миграции, одним из таких источников могла быть вертикально-боковая миграция

из генерирующих УВ артинско-верхнегжельских песчано-глинистых отложений, с запада примыкающих к карбонатным породам, а возможно и из позднедевонско-средневизейских пород [14, 15]. Однако дальняя латеральная миграция в условиях литологически плохо выдержанных терригенных толщ мало вероятна.

Одним из вероятных источников УВ, способных обеспечить формирование месторождений Жаркамысского свода, мог быть миогеосинклинальный бассейн, выполненный мощной толщей средне-верхнепалеозойских отложений. Выполненный палеоструктурный анализ толщ КТ-1 и КТ-2, в частности Жанажольского месторождения, проведенный по методике К.А. Машковича [8], показал, что к началу кунгурского времени ловушки в толщах КТ-1 и КТ-2 на Жанажолле практически отсутствовали. Современная структура имеет более поздний возраст, и обе залежи Жанажольского месторождения не могли сформироваться на доорогенном этапе развития миогеосинклинали [15].

Вероятным механизмом поступления УВ в толщи КТ-1 и КТ-2 могла быть вертикальная миграция из палеозалежей в более древних комплексах в случае утраты покровными экранирующими свойствами в результате их катагенетического преобразования, либо по тектоническим нарушениям.

Наиболее вероятным механизмом подтока УВ в толщи КТ-2 и КТ-1 может быть вертикальная миграция по тектоническим нарушениям. В частности, на рассматриваемой территории выявлен Мортукский разлом, отделяющий северную часть Жаркамысского свода от более погруженной Кенкиякской седловины.

Для выявления возможной миграции УВ по разломам из нижележащих отложений проанализированы результаты испытаний скважин в толще КТ-2 на месторождении Жанажол (рис.7). При этом установлены следующие особенности: 1) водонефтяной контакт (ВНК), принятый при подсчете запасов, в плане имеет небольшой уклон в

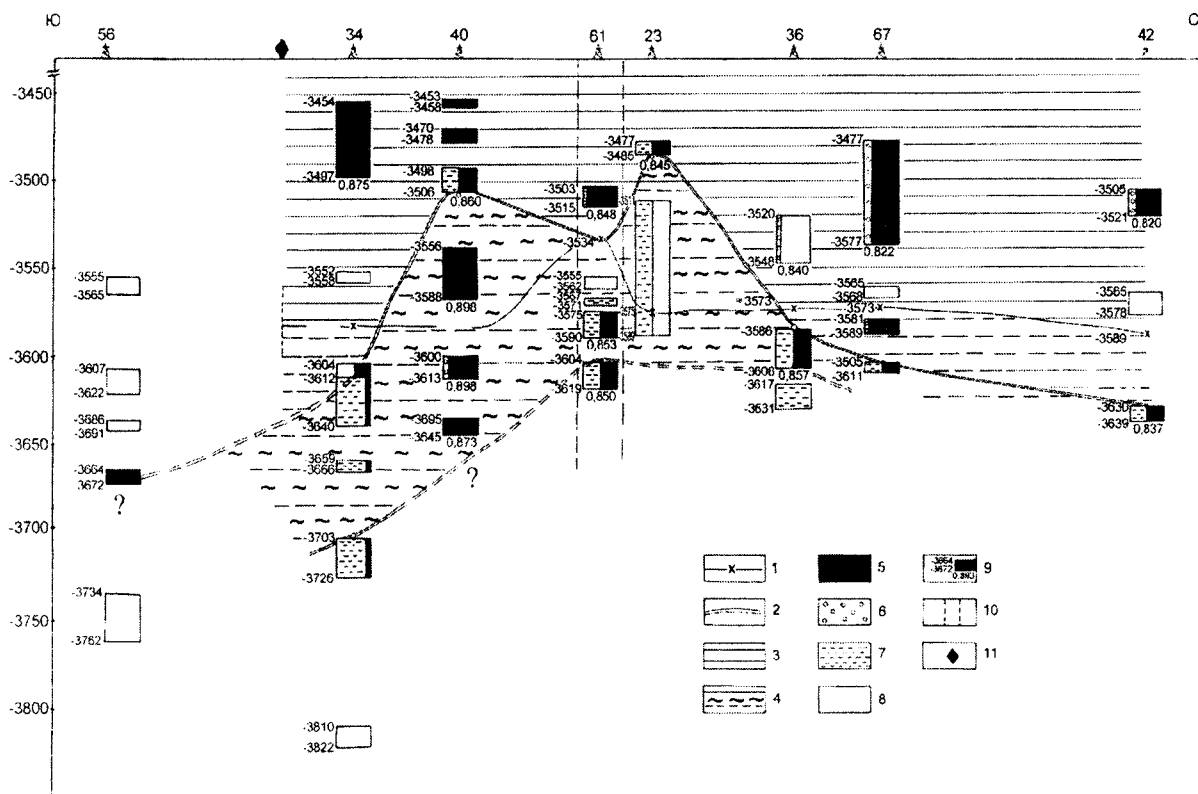


Рис.7. Положение ВНК и водогазонефтяной зоны в толще КТ-2 месторождения Жанажол (по данным И.В. Орешкина, 1987 г.). 1 – ВНК, принятый в подсчете запасов; 2 – границы водогазонефтяной зоны; 3 – нефтяная залежь; 4 – водогазонефтяная зона; 5 – приток нефти, нефтепроявление; 6 – газ; 7 – вода; 8 – "сухо"; 9 – плотность нефти, г/см<sup>3</sup>; 10 – зона тектонических нарушений; 11 – положение контура нефтеносности в плане

общем западном направлении; 2) в профильном пересечении вдоль длинной оси залежи ВНК понижается от ее центральной части к перифериям; 3) во многих скважинах отмечались притоки нефти с водой и чистой нефти (нефти до 63-184 м<sup>3</sup>/сут) ниже ВНК, либо притоки нефти с водой (воды до 47,6 м<sup>3</sup>/сут) выше ВНК.

Таким образом, по результатам испытаний скважин выделяется водонефтяная зона (рис.7). Достаточно уверенно ее нижняя граница прослеживается только в скв.34, 36, где ниже притоков воды с нефтью получены притоки чистой пластовой воды, в остальных случаях эта граница более неопределенна.

Верхняя граница водонефтяной зоны прослеживается более уверенно и в скв.40, и 23, находится выше ВНК соответственно на 76 и 90 м. Сква.40 находится в блоке I, а

скв.23 – в подсчетном блоке III, и обе тяготеют к секущим залежь разломам, ограничивающим блок II, где ВНК (скв.61) при подсчете запасов принят на 40-55 м выше, чем в блоках I и III.

Таким образом, в центральной части залежи в толще КТ-2 Жанажольского месторождения существует своеобразная "воронка внедрения водонефтяной зоны" в районе скв.40, 61 и 23, которая может быть сформирована интенсивным вертикальным подтоком УВ из нижележащих отложений, предположительно из толщи КТ-3 (притоки нефти ниже ВНК), так и фактором, разрушающим залежь в толще КТ-2 и "перекачивающим" УВ выше в толщу КТ-1 ("воронка внедрения").

Характер распределения нефти и газа в толще КТ-2 и притоки газа ниже ВНК в толще КТ-1 могут свидетельствовать об отсутствии стабилизировавшегося пластового

режима в обеих залежах, а наклон ВНК и верхней границы водонефтяной зоны от центра к северной и южной перифериям – о движении флюидов (вода, нефть, газ) в этих направлениях – от разрывных нарушений в центральной части залежи.

По приведенным фактическим данным и расчетам можно предположить существование в районе месторождений Жанажол и Урих-

тау в отложениях толщи КТ-3 газоконденсатной залежи (залежей) с нефтяной оторочкой.

Рассмотренная выше модель формирования залежей УВ в КТ-1, КТ-2 Жаркамысского свода в качестве основного условия предполагает вертикальную миграцию УВ по дизъюнктивным нарушениям, вскрывающим залежи в нижележащих отложениях, предположительно КТ-3.

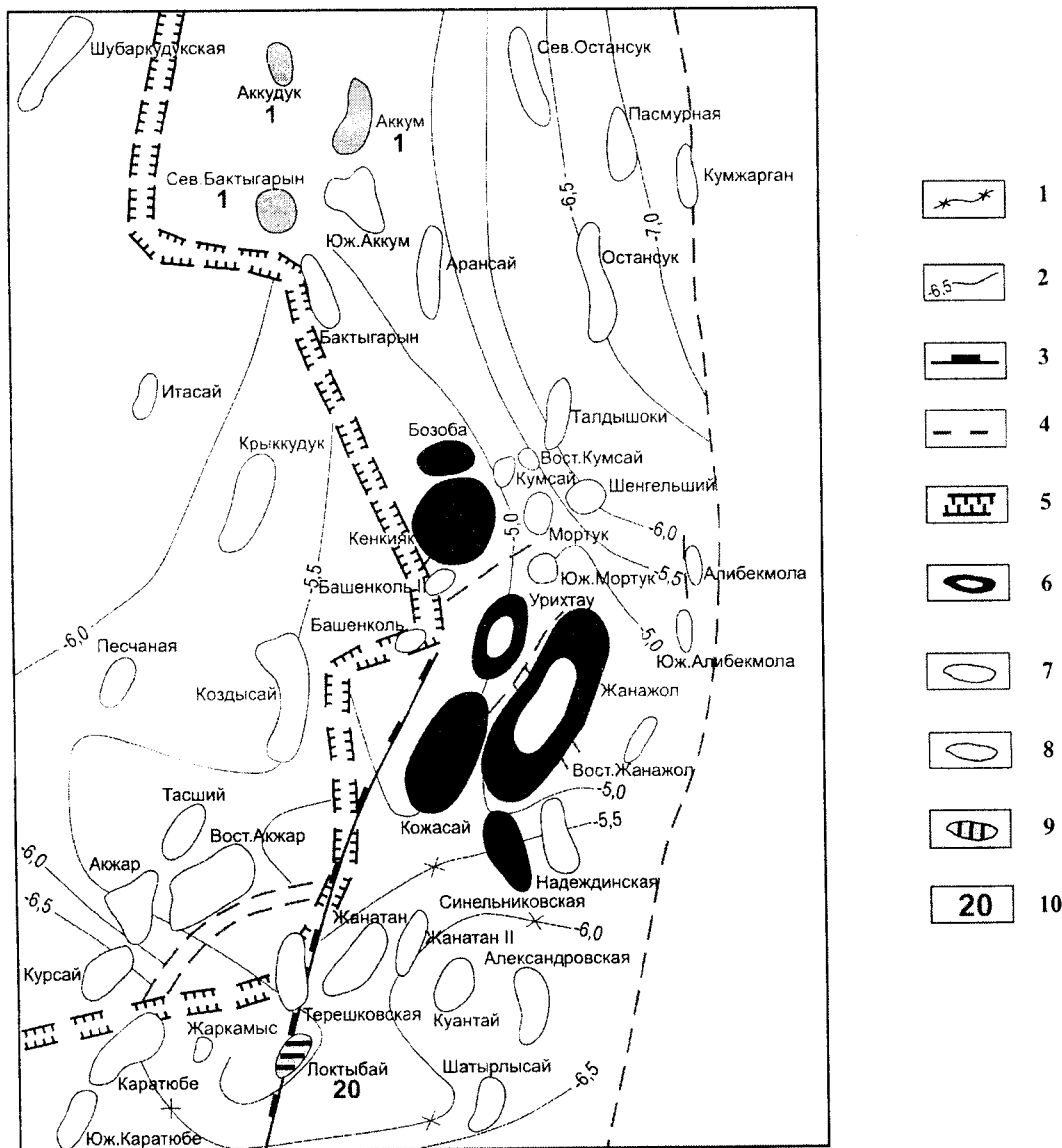


Рис.8. Локальные объекты Жаркамысского, Темирского сводов (по данным И.В. Орешкина, 1987 г.). 1 – изогипсы по отражающему горизонту  $\Pi_2^D$  (по Арзютову В.Н., 1986); 2 – изогипсы по отражающему синхронному горизонту  $\Pi_2^D$  (по Арзютову В.Н., 1986); 3 – граница распространения карбонатных отложений КТ-2; 4 – тектонические нарушения; 5 – линия потери корреляции; 6 – подсольевые месторождения нефти и газа; 7 – локальные объекты, выявленные, подготовленные и находящиеся в бурении; 8 – обводненные структуры, разбуренные после прогноза; 9 – месторождение, открытое после прогноза; 10 – балл степени перспективности объектов (прогноз)

Этому условию полностью удовлетворяют все известные в районе месторождения нефти и газа на Жаркамьском своде: Жанажол, Урихтау, Кенкияк, Кожасай, Южный Мортук, которые частично или полностью совпадают в плане с двумя крупными поднятиями, оконтуриваемыми изогипсой 5000 м по отражающему горизонту  $\Pi_2^D$ . Почти все перечисленные объекты либо пересекаются разрывными нарушениями, либо находятся в непосредственной близости от них. Напротив, не удовлетворяют указанным условиям объекты, выведенные из бурения с отрицательным результатом.

В связи с этим был проанализирован весь фонд структур [15], в том числе уже находившихся в бурении, на которых подсольные отложения еще не были вскрыты или испытаны. В результате практически все структуры, находившиеся в бурении на Темирском своде и прилегающих территориях, – Аккудук, Аккум, Северный Бактыгарын и другие, получили оценку не выше 2 баллов. В качестве одного из наиболее перспективных объектов была оценена структура Локтыбай [14], расположенная на юге Жаркамьского свода (рис.8). Объект, выделяющийся здесь по горизонту  $\Pi_2$  (КТ-2) как наиболее перспективный и, судя по имевшейся геофизической информации, характеризовался высокой степенью сохранности залежи в КТ-3.

В результате последующих поисковых работ было установлено отсутствие нефтегазоносности (при подтверждении наличия структур и наличии коллекторов) перечисленных объектов на Темирском своде и, напротив, в последствии на структуре Локтыбай, в отложениях КТ-2 было открыто нефтяное месторождение.

При оценке перспектив нефтегазоносности объектов в КТ-3, выраженных поднятиями по отражающему горизонту  $\Pi_2^D$ , следует руководствоваться соответственно противоположными критериями. Наиболее перспективным объектом следует считать поднятие, не затронутое разломом.

Таким образом, из пяти рассмотренных крупнейших скоплений УВ в Прикаспийской впадине и ее ближайшем обрамлении (Тенгиз, Карачаганак, Астраханское, Оренбургское и, видимо, Кашаган), на трех непосредственно и на одном по комплексу косвенных данных (Жанажол) установлена миграционная связь вмещающих каменноугольно-нижнепермских отложений с нижележащими комплексами-доминантами девонско-турнейского возраста, являющимися основными нефтегазоматеринскими комплексами региона.

Их генерационные возможности примерно на порядок превышают аналогичные параметры визейско-башкирских (нижнепермских) отложений, считающихся в настоящее время основными нефтегазоносными комплексами региона. Такая роль девонско-турнейских отложений как доминантных источников УВ в регионе обуславливает их ведущее значение в формировании основных особенностей нефтегазоносности, вплоть до отсутствия залежей в вышележащих отложениях на участках, где их гидродинамическая связь не обеспечивается (Аккум, Аккудук, Северный Бактыгарын, Тохутколь и др.).

При формировании гигантского месторождения Атабаска также определяющее значение имели процессы миграции УВ, в первую очередь дальняя латеральная миграция.

#### Л и т е р а т у р а

1. Азербайев Е.Р., Марченко О.Н., Сапаргалиев Т.А. Основные черты геологического строения, степень изученности и результаты нефтегазописковых работ, современное состояние и перспективы развития нефтегазового комплекса Северного Прикаспия: обзорная информация. – Уральск: ТОО СП "Досбас", 2001.



## Г Е О Л О Г И Я

2. Жузе Т.П. Миграция углеводородов в осадочных породах. – М.: Недра, 1986.
3. Кайева И.В. Прогнозная оценка свойств газоконденсатных флюидов Днепровско-Донецкой впадины на больших глубинах: экспресс-информация ВНИИЭгазпром. – М., 1983. – Вып.11. – С.15-18.
4. Конторович А.Э. Геохимические методы количественного прогноза нефтегазоносности. – М.: Недра, 1976. (Труды СНИИГГИМС. Вып.229).
5. Конторович А.Э., Лившиц В.Р. Нефтегазоносный бассейн как самоорганизующаяся система //Геохимическое моделирование и материнские породы нефтегазоносных бассейнов (Труды Первой международной конференции). – Спб.: ВНИГРИ, 1998. – С.144-148.
6. Кругликов Н.М., Багдасарян Л.Л., Волков И.А. и др. Миграция и рассеяние нефти и газа в платформенных условиях. – Л.: Недра, 1986.
7. Максимов С.П. Закономерности распределения и условия формирования залежей нефти и газа в палеозойских отложениях. – М.: Недра, 1964.
8. Машкович К.А. Методы палеотектонических исследований в практике поисков нефти и газа. – М.: Недра, 1976.
9. Милешина А.Г., Калинин М.К., Сафонова Г.И. Изменение нефтей при фильтрации через породы. – М.: Недра, 1983.
10. Навроцкий О.К., Фёдоров Д.Л. и др. Генезис Астраханского газоконденсатного месторождения и возможное фазовое состояние углеводородов //Советская геология. – 1983. – № 7. – С.11-19.
11. Навроцкий О.К., Фёдоров Д.Л. и др. Геохимические особенности формирования Карачаганакского месторождения //Советская геология. – 1986. – № 12. – С.109-113.
12. Неручев С.Г. К изучению главной фазы нефтеобразования //Современные проблемы геологии и геохимии горючих ископаемых. – М.: Наука, 1973. – С.43-49.
13. Орешкин И.В. Бассейновое моделирование: история создания, методология, практические результаты //Недра Поволжья и Прикаспия. – 2001. – Вып.28. – С.7-10.
14. Орешкин И.В., Постнова Е.В., Шестакова Т.Д. Условия формирования залежей углеводородов и локальный прогноз нефтегазоносности подсольевых отложений восточной части Прикаспийской впадины //Недра Поволжья и Прикаспия. – 1991. – Пробный выпуск. – С.33-39.
15. Орешкин И.В. Прогноз нефтегазоносности подсольевых отложений Прикаспийской нефтегазоносной провинции на основе технологии бассейнового моделирования: дис. ... д-ра геол.-минерал. наук. – Саратов, 2002.
16. Хант Дж. Геохимия и геология нефти и газа. – М.: Мир, 1982.
17. Югай Т.А. К прогнозной оценке терригенных коллекторов позднего девона северо-западной окраины Прикаспийской впадины, ее бортовой зоны и обрамления //Коллекторы нефти и газа на больших глубинах. – М.: МИНХиГП, 1980. – С.183-188.
18. Deroo G., Powell R.G. et al. The origin and migration of petroleum in the Western Canadian sedimentary basin, Alberta. A geochemical and thermal maturation study: Geological Survey of Canada //Bulletin. – 1977. – N 262. – P.163.

