

ВРЕМЯ ФОРМИРОВАНИЯ ЗАЛЕЖЕЙ КАК КРИТЕРИЙ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ЛОКАЛЬНЫХ СТРУКТУР (НА ПРИМЕРЕ ЮЖНОГО МАНГЫШЛАКА)

Введение. Вопрос о времени формирования залежей нефти и газа имеет важное научно-практическое значение. Его теоретическая значимость состоит в том, что это один из ключевых вопросов, в аргументации генезиса нефти. Согласно гипотезы осадочно-миграционного происхождения (ОМП) нефти формирование залежей происходит в процессе длительного осадконакопления по мере прохождения потенциально нефтематеринскими толщами главной фазы нефтеобразования (ГФН) и при наличии ко времени реализации ГФН ловушек конседиментационного развития. Признается существование современных залежей УВ от кембрийского до четвертичного возраста. В вариантах неорганического происхождения нефти формирование залежей происходит на поздних инверсионных стадиях развития осадочных бассейнов (ОБ) при оживлении глубинных разломов, обеспечивающих поступление УВ в осадочный чехол и насыщение структур различного типа и возраста. Существуют крайние взгляды (В.Б.Порфирьев), что все современные залежи УВ на Земле имеют четвертичный возраст.

Представления о времени формирования залежей УВ имеют прямое отношение к практике, поскольку ориентируют поисково-разведочный процесс на подготовку и разведку объектов древнего (унаследованные структуры конседиментационного развития) или молодого (новообразованные структуры постседиментационного развития) возраста. В аспекте обсуждаемой темы показательна работа [4], в которой при объяснении избирательной продуктивности локальных структур Волго-Уральской нефтегазоносной провинции и центральных районов Русской платформы доказывалось, что между возрастом структур и их нефтегазоносностью существует генетическая связь, т.е. первичные залежи УВ образуются только в тех структурах, формирование которых происходило одновременно с осадконакоплением. Согласно [4] существование этой закономерности подтверждено для юго-востока Рязано-Саратовского прогиба (К.А.Машкович, 1961), Прикаспийской впадины (Н.В.Неволин, 1948), Тимано-Печорской провинции (Б.Я.Вассерман и др., 1964), Западно-Сибирской провинции (М.Я.Рудкевич, 1971), Днепровско-Донецкой впадины (В.А.Витенко и др., 1980) и других НГБ б.СССР. Однако, по мнению К.Б.Аширова (1960), Ю.А.Притулы (1957), Н.А.Кудрявцева (1957), В.Б.Порфирьева (1960) и др. исследователей, этой закономерности не существует [4].

Основные выводы автора [4] по обсуждаемой теме сводятся к следующему.

- Генетическая связь между возрастом структур и их нефтегазоносностью – закономерность глобального значения, свойственная всем нефтегазоносным бассейнам.
- Возрастной критерий структур является ведущим при оценке перспектив их нефтегазоносности.
- В пределах нефтегазоносных районов Русской платформы развиты конседиментационные структуры, перспективные для поисков нефтегазовых месторождений, и неконседиментационные – малоперспективные.

Как видим, декларируемая автором [4] связь между возрастом структур и их нефтегазоносностью (определяемая временем формирования залежей) имеет важные практические следствия и распространяется на все НГБ, является ведущим критерием оценки перспектив нефтегазоносности структур (конседиментационные – перспективные, неконседиментационные – малоперспективные), направляет сейсмические работы и поисково-разведочный процесс в целом на избирательную подготовку и разведку конседиментационных структур. Достоверность этого вывода позволяет резко повысить экономическую эффективность поисково-разведочных работ.

Практическая значимость вопроса состоит и в правомерности признания релаксационных запасов в качестве технологического понятия, а механизма современного питания залежей в качестве альтернативного источника восполнения запасов нефти и газа.

Богатый фактический материал, длительная история изучения и оригинальные расчеты позволили нам всесторонне рассмотреть методологию и аргументацию различных иссле-

дователей на проблему времени формирования залежей УВ Южно-Мангышлакской НГО и приблизиться к пониманию этого вопроса на примере месторождений Туранской плиты.

Существующие представления и методы определения возраста залежей нефти и газа Мангышлака. Геологический возраст залежей нефти и газа Южно-Мангышлакской нефтегазоносной области (НГО) изучался многими исследователями. Время их формирования принимается в диапазоне от ранней юры до неогена. Подавляющее большинство исследователей считают время основного этапа формирования юрско-меловых залежей Мангышлака досреднемиоценовым, а время их переформирования – среднемиоцен-четвертичным. Начало формирования залежей датируется с поздней юрой-палеогеном. Для определения времени формирования залежей нефти и газа использовались различные методы: изучение давления насыщения нефти, изучение газомещающих способностей ловушек, палеотектонические реконструкции (определение времени формирования ловушек и региональных уклонов), сопоставление высот палеоловушек с высотами вмещающих залежей и др. методы.

Существуют различные прямые и косвенные методы определения геологического возраста залежей нефти и газа. Применение методов определения времени формирования залежей по давлению насыщения (В.Гассоу, 1953) и по газомещающей способности ловушек (А.Леворсен, 1958) приводит к значительному завышению расчетного времени. Как справедливо отмечает М.Ф.Мирчинк и др. (1967), современные пластовые давления не отвечают тем величинам, которыми они определялись в момент образования залежи. Согласно К.Б.Аширову [2], газонасыщенность пластовых нефтей отражает текущее состояние сохранности нефтегазовых залежей и зависит в первую очередь от мощности покрывающих. Следовательно, пользоваться для определения геологического возраста залежей такими показателями, как давление насыщения, газомещающая способность ловушек и гелий-аргоновое соотношение недопустимо.

Усовершенствованный В.А.Кировым (1964) графический способ определения конечного времени формирования залежей газа, использованный А.И.Шаховым (1971) для месторождений Южного Мангышлака, также не учитывает возможного рассеивания газа после заполнения ловушки. Анализ истории развития поднятия Тенге [6] показал, что начало его активного роста связано с раннемеловой эпохой. Так, поднятие Тенге по подошве среднеюрских отложений на 90% было приращено за период начиная с валанжинского века и поныне. При этом его общая амплитуда к началу туронского века составила 50 м, что не могло обеспечить к этому времени, а тем более в апте, и 40% запасов газа, разведанных в горизонте Ю_{IV}. Различное время формирования газовых залежей, полученное автором для смежных горизонтов Ю_{IV} и Ю_I месторождения Тенге, не позволяет рекомендовать указанный метод как достоверный¹.

По расчетам С.Е.Чакабаева [9] палеоловушки месторождений Южного Мангышлака уже в позднеюрское время могли содержать разведанные запасы нефти и газа. Однако, расчеты вмещающих способностей горизонтов с коэффициентами заполнения ловушек равными или близкими к единице (Узень: Ю_I, Ю_{II}; Жетыбай: Ю_{IX}; Тенге: Ю_{II}, Ю_{VI}) свидетельствуют о том, что они могли вместить в себя современные запасы УВ только в конце позднего мела и в палеогене (время окончательного формирования залежей по [9]).

Сказанное не противоречит представлениям Д.С.Оруджевой и К.К.Тумарева (1967) о начале формирования залежей в конце палеогенового времени.

Палеотектонические условия формирования залежей. Использование палеотектонического метода основано на существовании тесной закономерной связи между возрастом структур и нефтегазоносностью [3], согласно которой аккумуляция могла начаться только после формирования ловушки (В.Гассоу, 1955). Возраст залежей нефти и газа Южного Мангышлака не может быть древнее раннего мела. К этому времени только начинается активный рост структур предмелового заложения (Узень, Тенге, Жетыбай), представлявших в средне- и позднеюрское время незамкнутые формы [6]. По данным В.А.Бененсона (1975) только ко

¹ Критику физической и геохимической сущности метода можно найти в работах В.Ф.Линецкого (1965) и А.Л.Козлова (1973).

времени предсреднемиоценовой активизации происходит формирование современного структурного плана региона. Прирост амплитуд структур за позднеолигоцен-раннемиоценовое время составил 55-82% (Жетыбай и Узень) от современных величин.

При наличии регионального верхнеюрского флюидоупора в раннемеловое время теоретически существовали условия для аккумуляции УВ. Однако возраст ловушки дает представление лишь о том времени, раньше которого не могла происходить аккумуляция УВ. Таким образом, этот критерий имеет относительное значение (В.Ф.Линецкий, 1965). Более того, решающую роль играет не столько время заложения ловушек, сколько время, когда структура оформилась в ловушку, близкую по своей амплитуде к современной (М.Ф.Мирчинк и др., 1967). Только при большой высоте ловушек и их большом объеме могли образоваться такие крупные залежи, которые имеются в рассматриваемых структурах. Если бы залежи сформировались раньше, то они были бы значительно меньше по запасам из-за малых высот ловушек (Д.С.Оруджева, К.К.Тумарев, 1967).

Уклоны структурных (палеоструктурных) поверхностей и комплексов составляют $2^{\circ} \pm 1^{\circ}$ и, согласно гипотезы ОМП нефти, являются важнейшей характеристикой нефтегазоносных бассейнов (НГБ), определяющие направление, масштабы и скорость вторичной миграции УВ из очагов генерации (днища впадин) в области аккумуляции УВ. Градиенты пластовых давлений, имеющие гравитационную природу, при таких уклонах ничтожны и не способны преодолеть капиллярные силы (А.Е.Гуревич, 1969). В этой связи анализ динамики изменения уклонов и гипсометрии бортов палеопрогиба с учетом современного плана распределения нефтегазоносности позволяет определить этапы региональной миграции и время формирования залежей УВ.

Согласно любой схемы латеральной миграции УВ, геологическая модель ее реализации сводится к поперечным токам струйной (растворенной в воде, газе) микронепти из очага генерации (днище впадины) в зоны аккумуляции (крутой борт палеопрогиба). Согласно физическим законам (сняв для упрощения рассуждений все непреодолимые для этого препятствия), при прочих равных условиях, направления токов будут в строгости подчиняться величинам палеоуклонов бортов прогиба для времени реализации процесса. В этой связи обратное решение задачи – возвращение выявленных запасов и прогнозных ресурсов в исходное положение днища впадины для времени, совпадающего с этапом реализации ГФН (нефтяного окна), должно совпасть с величинами палеоуклонов, а с величинами запасов УВ должны коррелировать градиенты уклонов палеоповерхностей бортов палеопрогиба.

По результатам палеотектонических построений современная асимметрия бортов Южно-Мангышлакского прогиба (превышение северного борта над южным в 1000 м) возникла в результате среднемиоцен-четвертичных деформаций. В предсреднемиоценовое время имел место противоположный уклон и превышение южного борта над северным достигало 500 м. Подошва платформенного чехла южного борта прогиба в течение юрско-палеогенового времени всегда была выше северного. Если же рассматривать глубину залегания подошвы чехла северного борта по широте южной антиклинальной линии (Западный Тенге) Жетыбай-Узеньской ступени, то следует констатировать, что только в посленеогеновое время (современный этап) северный борт выравнился с южным и теоретически мог перехватить часть миграционного потока УВ из Жазгурлинской впадины (очаг генерации). Однако 99% разведанных запасов УВ Южно-Мангышлакской НГО содержат структурные элементы северного борта, занявшие относительно высокое гипсометрическое положение в среднемиоцен-четвертичное время.

Таким образом, признавая Южно-Мангышлакский прогиб (Жазгурлинская впадина) очагом генерации УВ, мы должны признать и тот факт, что только со среднего миоцена могла начаться миграция и формирование залежей УВ на Мангышлаке. В противном случае (при более раннем времени начала региональной миграции УВ) наблюдалось бы зеркальное по отношению к современному распределение запасов УВ в Южно-Мангышлакской НГО. Концентрация основных запасов УВ на северном борту прогиба служит доказательством того, что миграция и формирование залежей УВ могли происходить только со среднемиоценового времени.

В этой связи существующие представления (Н.А.Крылов, 1979) о том, что геологические материалы по Южному Мангышлаку не позволяют сделать заключение о времени начала миграции нефти, нельзя считать обоснованными. По данным Аронсона и др. (1969), В.В.Грибкова (1968), В.И.Кордус (1974), Д.С.Оруджевой, Р.А.Твердовой (1982) залежи нефти и газа Южного Мангышлака образовались в одно время. Установлено, что на степень катагенетической превращенности нефтей Южного Мангышлака не оказывают влияние ни возраст вмещающих отложений, ни глубины залегания, ни различия в прогретости пород чехла. Нефти из триасовых, юрских и меловых пород по ряду геохимических параметров имеют единую генетическую основу и характеризуются высокой степенью катагенетической превращенности. Вероятно, они могли образоваться в условиях единого палеобассейна, были подвержены влиянию жестких термобарических условий и поступили в юрские и меловые коллекторы уже глубоко преобразованными. Большая близость углеводородного состава нефтей юрских отложений позволяет предположить, что миграция из доюрского комплекса проходила в один тектонический этап (В.И.Кордус, 1974). Таким образом, начало формирования залежей УВ для всех нефтегазоносных комплексов Южно-Мангышлакской НГО следует связывать со среднемиоценовым этапом тектонической активизации запада Туранской плиты.

Относительно окончательного времени формирования залежей можно высказать следующие соображения. Существует два довода в пользу представлений об активном формировании залежей нефти и газа в среднемиоцен-четвертичное время. Во-первых, активность среднемиоценовых движений была столь высокой, что процесс формирования залежей должен был сопровождаться их одновременным разрушением. В самом деле, интенсивное разрушение месторождений Южного Мангышлака отмечается при значительно меньшей активности послепонтических движений (газовые залежи в меловых отложениях Узень, недонасыщенность нефтей газом и др.). Во-вторых, прирост амплитуд структур Узень и Тенге в послепонтическое время составил 45 и 25 м (16 и 25% соответственно). При наличии в разрезе этих месторождений залежей с коэффициентами заполнения ловушек, близкими к единице ($Ю_I$, $Ю_{II}$ – Узень, $Ю_{II}$, $Ю_{VI}$ – Тенге), формирование их в современном объеме было возможно только в послепонтическое время, когда объемы ловушек стали близкими к современным. Таким образом, мы допускаем вторую фазу миграции УВ и формирование современного облика залежей нефти и газа Южного Мангышлака в среднеплиоценовое время.

Промышленная нефтегазоносность Южного Мангышлака связана с локальными структурами предъюрского и предмелового заложения (группа структур, развивавшихся в юрско-четвертичное время) по классификации [6]. Среди структур предъюрского заложения залежи нефти и газа выявлены как на сквозных (Южный Жетыбай, Актас, Северо-Ракушечное, Северное Карагие и др.), так и на погребенных поднятиях, прекративших развитие к началу юрского периода (Пионерская и др.). К продуктивным структурам предмелового заложения, новообразованным по юрским отложениям, относятся Узень, Жетыбай, Теньге и др. Структуры этого же типа на ряде разбуренных площадей непродуктивны (Темирбаба, Южное Аксу, Жага, Ащисор). Таким образом, на Мангышлаке не подтверждается вывод о генетической связи между временем формирования (возрастом) антиклинальных структур и их нефтегазоносностью. Более того история развития структур до среднемиоценового времени на их продуктивность не влияет.

Сравнительный количественный анализ критериев нефтегазоносности запада Туранской плиты показал (А.И.Тимурзиев, 1986), что закономерности пространственного размещения и стратиграфической приуроченности залежей и основных запасов УВ находятся в строгом соответствии со степенью активности новейших деформаций земной коры. Новейшая активность структур независимо от их типа и истории развития определяет масштабы вертикальной фильтрации УВ, гипсометрический уровень локализации залежей УВ и служит в сочетании с экранирующими свойствами региональных флюидоупоров, фактором пространственно-стратиграфического распределения УВ в недрах земной коры. С учетом выводов о решающей роли позднекайнозойских тектонических движений в формировании современного структурного плана Мангышлака, значение палеотектонического фактора, как кри-

терия нефтегазоносности может рассматриваться только в объеме среднемиоцен-четвертичного времени.

Таким образом, укоренившийся в нефтяной геологии вывод о том, что местоположение залежей УВ подчинено палеоструктурному плану больше, чем современным гипсометрическим отметкам [3], требует коренного пересмотра. Ориентация геологоразведочных работ на нефть и газ на основе современного структурного плана является вполне надежной и правильной [1]. Более того, перспективы нефтегазоносности следует связывать не со временем формирования и типами структур, а с их активностью на позднекайнозойском этапе развития. В нефтегазоносном отношении более перспективны неотектонически активные структуры. Последний вывод имеет генетическую основу и служит критерием поисков залежей нефти и газа.

О связи запасов УВ с типами структур. На примере месторождений Южного Мангышлака показана связь запасов УВ с типами структур (Б.Бижанов, 1985). Понятно, что такую связь нельзя считать генетической, а только возникшей опосредованно через связь размеров с определенным тектонотипом структур. Согласно объемной формуле подсчета запасов, вмещающие способности ловушек зависят от их объемов, а доля запасов УВ на Мангышлаке оказалась выше по структурам предъюрского заложения только потому, что последние обладают максимальными размерами. По результатам статистического анализа связей между запасами и объемами ловушек Южно-Мангышлакской НГО нами установлен логарифмический закон распределения, имеющий аналитическое выражение $lgQ = a + b \times lgV$. Коэффициенты корреляции между площадью нефтеносности (нефтенасыщенным объемом) и извлекаемыми запасами нефти для месторождений Южного Мангышлака составляют 0,97 (0,99). Аналогичные расчеты по ряду НГБ мира дают следующие цифры: Северо-Етыпуровское месторождение 0,8 (0,94); Южно-Етыпуровское месторождение 0,97 (0,99); месторождение Белый Тигр (олигоцен) 0,95 (0,99); месторождение Такуазет (бассейн Иллизи) 0,97 (0,99). Приведенные цифры позволяют математически строго считать современный объем ловушек (при прочих равных условиях, обеспечивающих формирование залежей) главным фактором, контролирующим масштабы нефтегазонакопления, а учет структурного фактора (объем ловушек) является необходимым условием любой прогнозной модели распределения УВ в недрах земной коры². В этой связи утверждение (Р.М.Бембель, В.М.Мегеря, С.Р.Бембель 2006), что «широко распространенное представление о том, что «гигантские» и даже просто достаточно большие запасы могут быть соответственно только в больших по площади залежах – всего лишь миф, который развеялся мировой практикой нефтедобычи», основанное на выводе И.И.Нестерова, В.В.Потеряевой, Ф.К.Салманова (1975) об отсутствии корреляции между площадью залежи и запасами в ней, не более чем противоречащее физическим законам заблуждение.

Определение возраста залежей по наклонному положению ВНК. Положение ВНК в залежах Ю_I-Ю_{IV} горизонтов месторождения Узень характеризуется наклоном с восток-юго-востока на запад-северо-запад и с севера на юг. В обоих сечениях превышение ВНК достигает 25 м. Это явление ранее объясняли смещением залежей за счет влияния высоконапорных вод, блокового строения месторождения, подпитки залежей углеводородами по осложняющему южное крыло разлому, ухудшением коллекторских свойств пород на северном крыле месторождения. Подчиненную роль двух последних факторов отмечал А.А.Рабинович (1972). Блоковым строением месторождения также нельзя объяснить смещение контактов пластовых флюидов. В условиях гидродинамически связанных пластовых систем ступенчатое строение контактов противоречит закону сообщающихся сосудов.

Наиболее распространенное мнение о смещении залежей высоконапорными водами также не выдерживает критики. Во-первых, в ряде случаев направление движения вод определяется по наличию наклонных ВНК (В.Н.Корценштейн, 1964; С.Е.Чакабаев и др., 1967). Во-вторых, разными исследователями для Южно-Мангышлакского артезианского бассейна в

² Тот факт, что более 2/3 структур, опосредованных по Зап.Казахстану, б.СССР и по миру в целом являются непродуктивными свидетельствует о недостаточности структурного фактора как критерия нефтегазоносности для построения прогнозно-поисковых моделей и классификационных схем.

разное время принимались все теоретически возможные направления (с севера на юг, с юга на север, с запада на восток, с востока на запад) движения вод (В.Н.Корценштейн, 1964; Ю.А.Висковский, 1964; Е.А.Барс, 1964). В конечном счете это привело В.Н.Корценштейна к выводу об отсутствии движения вод и застойном режиме в юрском водоносном комплексе.

В качестве объяснения смещения залежей нефти юрской продуктивной толщи Жетыбай-Узеньской ступени (наклонное положение ВНК установлено по данным опробования и для месторождений Жетыбай и Тенге) нами принимается неотектонический фактор, а именно продолжающийся дифференцированный рост структур в плиоцен-четвертичное время после завершения процессов формирования залежей нефти. Необходимо признать, что первоначальное положение ВНК было горизонтальным (последнее имеет место на структурах с низкой активностью плиоцен-четвертичных движений и небольшой площадью залежей). Согласно этим представлениям, в послепонтийское время формируется современный облик залежей, отражающий степень их сохранности. В условиях восходящих движений основным фактором разрушения является дегазация и усадка нефтей из-за потери ими части растворенных газов и образование смолисто-асфальтеновых оторочек на контактах с пластовыми водами. За счет неравномерности протекания эпигенетических процессов по разные стороны от ВНК и биодеградации создаются дополнительные условия для запечатывания залежей.

Изучение физико-химических свойств пластовых нефтей месторождений Узень и Жетыбай показывает, что минимальные значения плотности, вязкости, содержания асфальто-смолистых веществ свойственны нефтям, насыщающим сводовые участки. Эти показатели постепенно увеличиваются по мере приближения к ВНК. Одновременно снижаются газосодержание, усадка, давление насыщения и содержание легких фракции. В каждой залежи физико-химические свойства нефти изменяются на 7-25 % (газосодержание на 37%) [5]. Таким образом, наличие запечатывающего слоя наряду с относительно поздним временем смещения залежей (гравитационное выравнивание ВНК запаздывает) является условием, предопределяющим наклонное положение ВНК.

Активность неотектонических движений в пределах Жетыбай-Узеньской ступени увеличивается с юга на север и с запада (северо-запада) на восток (юго-восток). В полном соответствии с этим находится наклон (перекос) ВНК залежей на месторождениях Узень, Жетыбай и Тенге - с севера на юг и с востока (юго-востока) на запад (северо-запад). Более того, отмечается сопоставимость величины смещения ВНК залежей Ю_I и Ю_{II} месторождения Узень с разностью амплитуд послепонтийских (рельефообразующих) движений. Разность в абсолютных отметках ВНК на южном и северном крыльях достигает 25 м, превышение отметок тектонического рельефа северного крыла над южным также составляет 25 м. Подобное соответствие отмечается и по месторождениям Жетыбай и Тенге.

Определение абсолютного возраста залежей. Существующие данные позволяют рассчитать время, прошедшее со времени завершения формирования залежей горизонтов Ю_I и Ю_{II} месторождения Узень. Это время T складывается из времени T_1 , необходимого для запечатывания залежей, и времени T_2 , в течение которого произошло смещение ВНК на 25 м. Таким образом, $T = T_1 + T_2$, где T_2 определяется через отношение разности отметок ВНК ΔH к скорости неотектонических движений. Учитывая, что скорость неотектонических движений во времени не постоянна, а время смещения ВНК связывается с послепонтийским этапом, для расчета используем среднюю скорость движений за среднеплиоцен-четвертичное время V_{cp} . Последняя определяется отношением суммарной амплитуды (A_{cp}) среднеплиоцен-четвертичных движений (250 м) к продолжительности (t) плиоцена-антропогена (9 млн. лет):

$$T_2 = \frac{\Delta H}{V_{cp}} = \frac{\Delta H \times t}{A_{cp}} = \frac{25 \times 9}{250} = 0,9 \text{ млн. лет}$$

С учетом времени, необходимого на запечатывание залежи T_1 , конечное время формирования залежей нефти месторождения Узень и, очевидно, всех залежей юрской продуктивной толщи Южного Мангышлака не превышает 1 млн. лет. По расчетам А.А.Карцева (1963), время полного окисления нефтяного скопления с запасами 10 млн. тн растворенными сульфатами подземных вод при количестве сульфатов в водах 0,001 г/л и скорости движения вод 0,01 м/год не превышает 500 лет. Близкое содержание сульфатов в пластовых водах

ЮПТ (тысячные доли г/л) и значение скорости движения вод 0,1 м/год [8] позволяют считать эту величину (T_1) заниженной не более чем на порядок, а конечное геологическое время формирования залежей принять позднеплиоцен-четвертичным (около 1 млн.лет).

Свидетельством молодости залежей нефти и газа Мангышлака служит структура порового пространства коллекторов доюрского комплекса. При насыщении трещин и каверн нефтью определенная часть объема вторичных пустот (тупиковые части трещин, трещины с раскрытостью менее 2 мкм), так же как и поры матрицы, занята остаточной водой. Особенности насыщения нефтью коллектора свидетельствуют о вторичности ее по отношению к вмещающей среде. Различный характер выполнения трещин (минеральные, твердый битум, подвижная нефть) позволяет установить последовательность их генерации, в ряду которых нефтенасыщенные трещины являются наиболее поздними. Как известно [10], нахождение нефти в свободных порах, в кавернах и трещинах свидетельствует о миграции ее в коллектор после завершения в нем основных минералообразующих процессов. Кроме того, нефть находится в пустотах, возникших в результате растворения карбонатного и сульфатного материала на последнем этапе, после выделения всего комплекса аутигенных минералов. На основании этого сделан вывод о том, что заполнение карбонатного коллектора нефтью произошло после всех его основных минеральных и структурных преобразований [9] и, следовательно, имеет наиболее поздний возраст.

О молодом возрасте формирования свидетельствуют гидрогеологические условия существования залежей УВ. Для многих из них, связанных с породами триаса и палеозоя, характерны гидрохимические и гидродинамические аномалии, представляющие собой короткоживущие процессы. Так, на месторождениях Северо-Ракушечное, Южный Жетыбай, Тасбулат и др. зафиксированы гидродинамические аномалии, проявляющиеся в превышении пластовых давлений над нормальными гидростатическими. Отношение пластового давления к нормальному гидростатическому (коэффициент негидростатичности) достигают для доюрского комплекса 1,35. Такие значения коэффициента негидростатичности характеризуют пластовые давления как аномально высокие. Не рассматривая здесь причины возникновения АВПД, отметим, что важной их особенностью является недолговечность. Об этом свидетельствуют расчеты В.Ф.Линецкого (1965), П.Н.Кропоткина, Б.М.Валяева (1965), А.Е.Гуревича (1969), показывающие, что факторы, обусловившие АВПД, начали действовать сравнительно недавно. Кратковременность существования АВПД и их генетическая связь с залежами нефти и газа, свидетельствует о молодом возрасте последних.

Этот вывод подтверждается расчетами продолжительности снижения аномально высокого (избыточного) давления в ловушке за счет фильтрации жидкости через глинистую покрышку (методика В.Ф.Линецкого) и времени уменьшения избыточного давления в газовой залежи за счет диффузии газа (методика П.Н.Кропоткина, Б.М.Валяева).

Расчет времени, необходимого для снижения аномального давления до начального пластового, выполнен нами для залежи Ю₁ месторождения Каражанбас (Северо-Бузачинская НГО), находящейся на глубине 3000 м при мощности (h) перекрывающих глин нижнего альба 30-45 м (средняя 40 м), начальном (аномальном) давлении в залежи ($P_{ан}$) 7,0 МПа (равно геостатическому давлению $P_{гсм}$) и коэффициенте фильтрации глин (k) $0,6 \cdot 10^{-10}$ см/с³. Формула расчета:

$$T = \frac{h}{k} \ln \frac{P_{ан} - P_2}{P_m - P_2}, \text{ где}$$

P_m - текущее пластовое давление в залежи (в расчете принято 4,0 МПа); P_2 - гидростатический напор (3,0 МПа).

Найдем, за какое время избыточное давление $P_{ан} - P_{гсм}$ в 4,0 МПа снизится до 0,6 МПа, что составляет 15 % от первоначального значения. Ответ по расчету – 2 000 000 лет. Таким образом, время снижения избыточного давления от его максимального (аномального) значения до величины текущего пластового давления для залежи Ю₁ месторождения Каражанбас не превышает 2 млн.лет при существующих условиях экранирования.

³ Коэффициент фильтрации глин определен опытным путем при опробовании многослойной водоносной толщи альбского яруса Каражанбасского месторождения подземных вод (В.В.Ларичев, 1983)

Выполним аналогичный расчет для газовой залежи Ю_{II} месторождения Тенге, давление в которой снижается только за счет диффузии (методика П.Н.Кропоткина, Б.М.Валеева). Формула расчета:

$$T = \frac{h}{D_I \beta} \ln \frac{P_{an} - P_z}{P_m - P_z}, \text{ где}$$

D_I – коэффициент диффузии газа; β – коэффициент растворимости и сорбции газа. Исходные данные: $h = 325$ м; $P_{an} = 35,0$ МПа; $P_z = 15,0$ МПа; $P_m = 17,7$ МПа; $D_I = 3,95 \times 10^{-6}$ см/с; $\beta = 1,83 \cdot 10^{-2}$ (значения D_I и заимствованы из работы В.А.Соколова, 1956; экспериментальные данные П.Л.Антонова). Подставив значения в формулу, найдем время, за которое избыточное давление ($P_{an} - P_z$) в 20,0 МПа снизилось до 2,7 МПа ($P_m - P_z$):

$$T = \frac{325 \times 10^2}{3,95 \times 10^{-6} \times 1,83 \times 10^{-2}} \ln \frac{35 - 15}{17,7 - 15} \times \frac{1}{86400 \times 365} = 30700 \text{ лет}$$

Таким образом, избыточное давление в газовой залежи Ю_{II} месторождения Тенге снизится до 13,5 % своего первоначального значения (до текущего давления) только за счет диффузии всего за 30,7 тыс.лет при мощности верхнеюрской экранирующей покрышки 325 м. Есть основания полагать, что мы завысили время за счет занижения масштабов диффузии газа, поскольку принимали значения коэффициентов D_I и β по экспериментальным данным на небольших образцах. Для массивных глинистых пластов в связи с их трещиноватостью коэффициент D_I гораздо выше и за счет фильтрационной составляющей разрушения время существования газовой залежи горизонта Ю_{II} месторождения Тенге может оказаться завышенным на порядок.

Полученные результаты расчетов конечного времени формирования залежей нефти и газа Южно-Мангышлакской и Северо-Бузачинской НГО свидетельствуют о молодом возрасте современных скоплений УВ. Сопоставимость результатов по нефтяным месторождениям свидетельствует об одновременности проявления процессов миграции УВ на Южном и Северном Мангышлаке и их синхронности тектоническому режиму развития региона. Исключительно молодой возраст газоконденсатного месторождения Тенге объясняется большей миграционной активностью газовой составляющей УВ потока и неблагоприятными условиями длительной сохранности газовых залежей. Согласно расчетам по уравнению Дарси, продолжительность формирования залежи газа в режиме АВПД соизмерима с периодом ее эксплуатации [7]. В таком представлении существование газовых залежей с коэффициентами заполнения ловушек, равным единице, возможно при продолжающемся формировании залежей или за счет перераспределения газа между залежами в условиях отсутствия прямых гидродинамических связей с источником поступления УВ, что отражает крайнюю стадию разрушения месторождения.

Возраст залежей и вопросы миграции нефти. Возраст (время формирования) залежей через известную формулу ($t = s/v$) связан (обратно пропорционально) со скоростью миграции (фильтрации) УВ и расстоянием (нефтеборной площадью), преодолеваемым УВ при их концентрации в промышленные скопления. Известны случаи, когда для объяснения уникальной концентрации УВ Саудовской Аравии, исследователи вынуждены прибегать к гипотетическим схемам сбора УВ на площади более 1000 кв.миль (Walter H.Pierce, 1993). Для гиганта Гхавар ими допускается нефтеборная площадь, превышающая площадь штата Массачусетс (27360 км²). Для обеспечения разведанных запасов УВ Саудовской Аравии и Персидского залива требуются нефтеборные площади, превышающие границы НГБ. Учитывая отсутствие до настоящего времени физически обоснованного механизма дальней миграции УВ, давно появились работы (А.А.Трофимук, В.С.Вышемирский, 1976), ограничивающие латеральную миграцию УВ 150 км. Очевидно, что преодоление таких расстояний предполагает длительное геологическое время либо огромные скорости нефтебора.

Принятый в вариантах гипотезы осадочно-миграционного происхождения (ОМП) нефти механизм вторичной миграции (дальней латеральной миграции под действием сил гравитации и гидравлического напора) предполагает многие десятки и сотни миллионов лет для мобилизации УВ в многомиллиардные скопления с нефтеборных площадей в десятки тысяч км². В то же время примеры гигантских месторождений в плиоценовых и плейстоце-

новых отложениях (Минас, Индонезия; Боливар, Венесуэла; месторождения Апшерона, Челекена, Калифорнии и др.), сформированные за последние $1\div 10$ млн.лет, требуют признания исключительно высоких скоростей миграции УВ, что невозможно объяснить геологическими условиями залегания УВ в этих месторождениях и физическими законами пластовой гидродинамики. И хотя сторонники гипотезы ОМП нефти признают молодой возраст многих месторождений УВ (Б.А.Соколов (1989) признает возможность мгновенного в геологическом масштабе времени формирования залежей УВ; по К.Н.Кравченко (2002), «представление о молодости, преимущественно новейшем возрасте Нд месторождений разделяется сторонниками обеих принципиально различных концепций»), физически обоснованная модель дальней латеральной миграции УВ не создана.

Расчеты показывают (И.В.Высоцкий, 1982), что для образования скоплений УВ объемом, например, в 25 млн. м^3 при максимальной растворимости УВ в десятки граммов в 1 м^3 требуется полная смена в ловушке нескольких десятков тысяч объемов воды, насыщенной УВ. Такой процесс сложно представить не только с позиции требующегося огромного количества воды, но и с позиций геологического времени, обеспечивающего этот процесс. Для образования миллиардных запасов миоцен-плиоценовых залежей месторождения Боливар в бассейне Маракайбо (до 4,5 млрд.тн) необходимо допустить полную смену в ловушках нескольких миллионов объемов воды (циклов водообмена $4,5 \times 10^6$). При периодичности один цикл в год скорость миграции УВ с пластовыми водами должна составить: 500 м/сут при плейстоценовом времени формирования (2 млн.лет), 100 м/сут при плиоценовом времени формирования (10 млн. лет) и 40 м/сут при миоценовом времени формирования (25 млн.лет) залежей. Если увеличить расчетный миграционный путь (принят 80 км по размеру месторождения) за счет дальней миграции с нефтесборной площади до 150 км, как допускают А.А.Трофимук и В.С.Вышемирский (1976), эти скорости нужно увеличить почти вдвое: 925 м/сут, 185 м/сут и 75 м/сут соответственно. Чтобы оценить эти цифры, проведем сравнение со ссылкой на О.К.Баженову и др. (2004).

По расчетам С.Г.Неручева в зависимости от наклона и проницаемости, скорости в платформенных областях составляют от 0,34 до 490 км в 1 млн.лет (наклоны в первые градусы), а в складчатых областях (наклоны более 10°) – от 0,7 до 2750 км в 1 млн.лет. В размерности м/сут скорости, рассчитанные С.Г.Неручевым, приобретают значения $9,31 \times 10^{-10} \div 1,3 \times 10^{-6}$ м/сут (для платформенных областей) и $1,9 \times 10^{-9} \div 7,5 \times 10^{-6}$ м/сут (для складчатых областей). Эти цифры в $10^6 \div \times 10^9$ (для платформенных областей) и в $10^5 \div 0,5 \times 10^9$ (для складчатых областей) раз меньше потребных скоростей миграции для формирования этих залежей (в интервале миоцен-плейстоцен), даже при невероятном допущении многомиллионных циклов водообмена в пластовых резервуарах. Поскольку скорость миграции является функцией проницаемости, которая характеризует фильтрационное сопротивление пород, ее высокие значения (даже при допущении латеральной миграции УВ на 150 км) может обеспечить только проницаемость, превышающая на $10^5 \div 10^9$ порядков типичные ее значения для платформенных и складчатых областей. Понятно, что такую проницаемость и скорость формирования могут обеспечить только зоны разломы, питающие залежи по механизму вертикальной струйной фильтрации УВ.

Вместо заключения. Полученные выводы являются свидетельством необоснованности декларируемого сторонниками гипотезы ОМП нефти тезиса о возможности мгновенного в геологическом масштабе времени формирования залежей УВ. Латеральная миграция и геологически мгновенное формирование залежей УВ понятия несовместимые. Механизм концентрации залежей по схеме латеральной миграции УВ при известных скоростях, ограничиваемых геологическими условиями строения ОБ (уклоны палеоструктурных поверхностей и градиенты давлений, латеральная неоднородность и фациальная невыдержанность пород, низкая проницаемость, гидродинамические барьеры и др. ограничения), запрещает существование крупных и гигантских залежей УВ позднекайнозойского возраста. Возникает парадокс, с точки зрения физических законов латеральной миграцией невозможно объяснить нахождение нефти в породах кайнозойского возраста. Для формирования гигантских залежей в плиоценовых и плейстоценовых отложениях требуется, чтобы активная миграции УВ нача-

лась с мезозойского времени, когда не было ни ловушек, ни покрышек, ни даже генерирующих и вмещающих залежи пород. Это физическое ограничение является веским аргументом в пользу безальтернативного механизма формирования залежей по схеме вертикальной фильтрации УВ со скоростью трещинообразования при сейсмодислокациях (землетрясениях) и по времени, соизмеримом со временем разработки месторождений. Таким образом, можно утверждать, что строго научно невозможно обосновать существование крупных и гигантских залежей нефти в плиоценовых и плейстоценовых отложениях НГБ мира на основе механизма латеральной миграции УВ для реальных геологических условий строения ОБ. Эта невозможность делает несостоятельной гипотезу ОМП нефти со всей ее геохимической аргументацией. Отсутствует механизм транспорта УВ.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Закономерности размещения и поиски залежей нефти и газа в Средней Азии и Казахстане // Н.А.Крылов, Е.П.Васильев, П.В.Глушаков и др. М.: Наука, 1973.
2. К вопросу о геологическом времени формирования месторождений Среднего Поволжья // К.Б.Аширов, В.И.Данилов, Л.М.Абрамова и др. - В кн.: Время формирования залежей нефти и газа. М., 1976, с.241-247.
3. Машкович К.А. Методы палеотектонических исследований в практике поисков нефти и газа. М.: Недра, 1976.
4. Неволин Н.В. Возраст структур и их нефтегазоносность. Геология нефти и газа, 1999, № 11-12.
5. Новые нефти Казахстана и их использование. Нефти Мангышлака. Алма-Ата: Наука, 1981.
6. Нугманов Я.Д. Геологические критерии прогнозирования локальных структур в доюрских отложениях Южного Мангышлака (в связи с поисками залежей нефти и газа) .- Автореф. дисс. канд. геол.-минер. наук. Л.: ВНИГРИ, 1979.
7. Овчаренко Ю.Х. Новые предпосылки к решению проблемы формирования газовых залежей. – Доклады АН СССР, 1979, т. 244, № 3, с.15-17.
8. Подземные воды Мангышлак-Устюртской нефтегазоносной провинции. / М.С.Садыков, Б.Кукабаев, А.К.Кугешев и др. Алма-Ата: Наука, 1970.
9. Чакабаев С.Е., Воцалевский Э.С., Шаховой А.И. О времени формирования залежей нефти и газа на Мангышлаке и Устюрте. - В кн.: Время формирования залежей нефти и газа. М., 1976, с.203-208.
10. Чепиков К.Р., Ермолова Е.П., Суркова Г.И. Особенности нахождения битумов в девонских отложениях доманикового типа и нефти в карбонатных коллекторах каменноугольного возраста. В кн.: Условия формирования пород-коллекторов и миграция нефти. М., 1976, с.5-13.

Опубликовано: Геология, геофизика и разработка нефтегазовых месторождений. 2008, №1.