

- Матеріали науково-практичної конференції (Харків, 1996 р., 14-16 травня). – Харків: УНГА, 1996. – Т. 1. – С. 37-39.
14. Истомин А.Н. Геодинамическая модель механизма формирования Донецкого складчатого сооружения на основе идей тектоники литосферных плит в связи с оценкой перспектив нефтегазоносности / А.Н. Истомин // *Нафта і газ України* – 96. Матеріали науково-практичної конференції (Харків, 1996 р., 14-16 травня). – Харків: УНГА, 1996. – Т. 1. – С. 176-180.
 15. Истомин А.Н. Геодинамическая модель механизма формирования рифтогенов на континентальной коре / А.Н. Истомин // *Рифтогены и полезные ископаемые*. – М.: Наука. – 1991. – С. 85-93.
 16. Копп М.Л. / Кайнозойские поля напряжений/деформаций Донбасса и их вероятные источники / М.Л. Копп, В.А. Корчемагин // *Геодинаміка*, 1(9), 2010. – С. 38-46.
 17. Кропоткин И.В. Элементарные структуры, их классификация и терминология / И.В. Кропоткин // *Методы изучения тектонических структур*. Выпуск II. – М., 1961. – 267 с.
 18. Особенности тектоники Днепровско-Донецкого авлакогена (роль сдвигов в структурообразование) / Высоцкий И.В. та ін. (Препр. АН УССР. Ин-т геол. наук; 90-28). – Киев, 1990. – 42 с.
 19. Расцветаев Л.М. Парагенетический метод структурного анализа дизъюнктивных тектонических нарушений / Л.М. Расцветаев // *Проблемы структурной геологии и физики тектонических процессов*. Ч. 2. – М.: ГИН АН СССР, 1987. – С. 173–235.
 20. Чебаненко И.И. Зоны региональных разломов Украины, закономерности их размещения и значение для поисков месторождений полезных ископаемых / И.И. Чебаненко // *Автореф. дис. доктора геол.-минер. наук*. – Киев. – 1974. – 32 с.
 21. Anderson E.M. *The dynamics of faulting and dyke formation* / E.M. Anderson. – London: Oliver and Boyd, 1951. – 206 p.
 22. Hancock P.L. *Brittle mirotectonics: principles and practice* / P.L. Hancock // *J. Struct. Geol.*, 1985. – V. 7, No. 3/4. – P. 437-457.
 23. Morris J. *Numerical models of faulting at oblique spreading centers* / J. Morris // *J. Geophys. Res.*, 1992. – V. 103. – No. B7. – P. 15,473-15,482.
 24. Sylvester A.G. *Strike-slip faults* / A.G. Sylvester // *Geol. Soc. Amer. Bull.*, 1988. – V. 100.

УДК 551.7

А.В. Загороднов, зав. сектором,
Украинский научно-исследовательский институт природных газов

КРИТЕРИИ РАЗМЕЩЕНИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ ЗАЛЕЖЕЙ В ДНЕПРОВСКО-ДОНЕЦКОЙ ВПАДИНЕ С УЧЕТОМ СОЛЯНОЙ ТЕКТОНИКИ

Аккумуляция нефти и газа в ловушках происходит в процессе их движения через толщу осадочных пород, как посредством фильтрации в плотных породах и коллекторах, так и посредством струйной миграции через зоны дробления и трещиноватости пород, в местах тектонически-активных разрывных нарушений и соляных штоков. Рассмотрены вероятные варианты миграции и возможной генерации углеводородов в осадочных толщах пород на пути к месту своей аккумуляции в ловушках, а также скорости фильтрации нефти и газа в различных условиях. Определен временной интервал образования углеводородов, исходя из которого, следует, что все залежи углеводородов принадлежат к недавней, в геологическом исчислении, аккумуляции. Определены критерии распределения нефтяных и газовых залежей по разрезу и по латерали в условиях Днепровско-Донецкой впадины.

Ключевые слова: углеводородный флюид, нефть, газ, тектоническая активность, соляной шток, эмиграция, миграция, аккумуляция, залежь, месторождение.

А.В. Загороднов. КРИТЕРІЇ РОЗМІЩЕННЯ НАФТОВИХ ТА ГАЗОВИХ ПОКЛАДІВ У ДНІПРОВСЬКО-ДОНЕЦЬКІЙ ЗАПАДИНІ З УРАХУВАННЯМ СОЛЯНОЇ ТЕКТОНИКИ. Нафта і газ накопичуються в пастках під час руху через товщі осадочних порід, як способом фільтрації в ущільнених породах та колекторах, так і способом струменевої їх міграції в зонах розуцільнення та тріщинуватості порід у місцях активних тектонічних порушень та соляних діапірів. Розглянуто варіанти ймовірної, міграції та можливість генерації вуглеводнів у осадочних товщах порід на шляху до місць своєї акумуляції в різноманітних пастках, а також швидкість фільтрації нафти і газу в різних умовах. Визначено часовий інтервал утворення вуглеводнів, який показує, що всі поклади вуглеводнів належать до недавнього, у геологічному обліку, часу накопичення. Визначені критерії для розподілу покладів нафти і газу як по розрізу так і по латералі в умовах Дніпровсько-Донецької западини.

Ключові слова: вуглеводневий флюїд, нафта, газ, тектонічна активність, соляний діапір, еміграція, міграція, накопичення, поклад, родовище.

Постановка проблемы в общем виде и ее связь с важными научными или практическими задачами. При поиске месторождений углеводородов (УВ) достаточно часто возникает вопрос: почему в одном месте мы встречаем нефтяные, а в другом газовые месторождения?

За долгие годы проведения поисков и разведки залежей нефти и газа получен обширный материал в различных нефтегазоносных районах. Каждому из них присущи свои особенности. В настоящей работе рассматривается Днепровско-Донецкая впадина (ДДВ) – основной нефтегазо-

носний район України, осложнений соляною тектонікою. Сделана спроба проаналізувати існуючі критерії, впливаючі на розподіл нафтяних, газових і нафтегазових місць збереження, як по розрізу, так і по латералі, і обґрунтувати своє бачення даного питання з урахуванням соляного тектогенезу.

Аналіз останніх досліджень і публікацій, в яких закладено початок рішення затрунутої проблеми, на які посилання автор; виділення нерешених раніше частин загальної проблеми, котрим присвячується стаття.

Дослідники, когось-будь-коли намагалися зрозуміти закономірності розміщення різних УВ, виділяли багато факторів, впливаючих на розподіл нафтяних і газових заляжок. Перерахуємо деякі, на наше бачення, найбільш важливі: глибини генерації нафт і вуглеводородних газів в нафте-газових материнських товщах, наявність або відсутність якісних покривів, фільтраційно-ємнісні властивості (ФЕС) колекторів, тектонічний, термодинамічний і хімічний фактори.

При цьому, частина вчених, при аналізі фактичного матеріалу, опиралася на теорію органічного походження УВ, інші – на теорію неорганічного (ювенільного) їх походження, в результаті отримували різні висновки [1-7]. В статтях В.М. Зав'язова [8, 9], проаналізовано ряд гіпотез, пропонуємих дослідниками по даній темі і зроблено висновок, що, незважаючи на способи утворення УВ, всі вони накопичуються в заляжках за допомогою міграції через товщу горних порід.

Існує якісна схема вихідної міграції УВ флюїдів, яка складена на основі критичного інтегрування класичних і сучасних представлень про вертикальну міграцію УВ, виходячи з наявності глибокого джерела їх утворення [10], яка повністю застосовується і для розглянутого нами регіону. Припускається, що частина газоподібних УВ утворюється абиогенним шляхом в результаті дегазації мантії Землі, частина газоподібних УВ утворюється з органічного речовини осадових порід, затягнутих в зони субдукції плит, в умовах високотемпературного піролізу. В осадових басейнах частина газоподібних і рідких УВ утворюється в результаті перетворення розсіяного органічного речовини (керогену) в умовах катагенезу порід. Така позиція диктується логікою протікання високотемпературних реакцій піролізу органічних речовин при температурах вище 400...500°C (в зонах субдукції) і реакцій термолізу керогену при більш низьких температурах

в середі суб- і надкритичних флюїдів [7, 11, 12, 13, 14, 15, 16 і др.].

Формулювання цілей статті (постановка задачі).

Метою представленої статті є пошук рішення даної проблеми і обґрунтування свого бачення критеріїв, впливаючих на закономірності розподілу нафтяних і газових заляжок з урахуванням наявного матеріалу, аналізу і порівняння існуючих бачень і гіпотез. Задача – визначити критерії, які впливають на розміщення нафтяних і газових заляжок на території ДДВ.

Ізложение основного материала исследований с полным обоснованием полученных научных результатов.

Для рішення поставленої задачі розглянемо шляхи і способи руху УВ з місць своєї генерації до місць своєї концентрації (акумуляції).

Прийнята за основу, принципова схема міграції УВ флюїдів [10] в короткій формі виглядає наступним чином:

За початок міграції УВ флюїдів приймається початок їх руху в осадовому чехлі, який відбувається при температурах вище 200-170 °С. На цій стадії рух УВ формується і контролюється системою глибоких розломів, уходящих корнями в мантію [17, 18]. Глибокі потоки мають властивості гидротермальних флюїдних систем. Це можуть бути водні термальні розчини УВ, газоподібні системи або газові перегріті мантієві потоки речовин [14].

Основні глибокі потоки УВ є вуглеводородні газу – переважно метан і, в значно підпорядкованому положенні, його найближчі гомологи C₂-C₄ [19, 20]. Глибоке рух флюїдів підпорядковується дією змінюючихся во часі і просторі геофізических факторів, головними з яких є тиск, температура і концентраційна неоднорідність середі. В умовах неоднорідної геологічної середі геодинамічне стиснення або розширення порід і заповнюючих їх флюїдів призводить до утворення рухомої самоорганізуючоїся флюїдинодинамічної системи, в якій виникають коливання згаданих термобарических і концентраційних параметрів [21]. Коливальні рухи сприяють руйнуванню флюїдних бар'єрів в петрофізически різноманітних породах. В цих умовах флюїдоупори можуть втрачати свої екрануючі властивості, а зони розпушення і розломні зони стають міграційними каналами з областей надтиснень і температур в зони релаксації. Геодинамічний механізм пере-

мещения флюидов характерен для зон, приуроченных к тектоническим разломам, зонам рифтогенеза и коллизии литосферных плит, в нашем случае, для глубокопогруженных палеорифтовых зон осадочных бассейнов с широко развитым соляным диапиризмом [21].

Фазовая однородность и сверхкритические свойства, придают глубинным флюидам исключительную подвижность и способность растворять уже образовавшиеся УВ, способствовать или ускорять преобразование рассеянного органического вещества (РОВ) в залегающих на пути миграции осадочных толщах [14, 16].

Поднимаясь по восстанию пластов и зонам разуплотнения пород, сверхкритические флюиды попадают в области более низких температур и давлений. Водные системы входят в субкритическое состояние раньше, газовые растворы – несколько позднее (и выше по разрезу). Переход сопровождается выделением в свободную фазу жидких и газообразных УВ [22].

К термобарическим условиям ($T=200-170^{\circ}\text{C}$ и $P=35-50\text{МПа}$) по различным источникам привязывается и главная фаза нефтеобразования (ГФН) [В.А. Соколов, Н.Б. Вассоевич], это подтверждает предположение о том, что ниже данного барьера УВ флюиды пребывают в неразделенном однофазном состоянии. В этом термобарическом интервале сверхкритические агрессивные флюиды способствуют преобразованию рассеянного органического вещества (РОВ) в УВ, растворяют уже образовавшиеся на стадиях катагенеза $\text{MK}_{1,2}$ углеводороды и способствуют их эмиграции из нефтематеринских толщ. Субкритические условия облегчают термолиз и переход УВ из полимерного (в составе керогена) в подвижное состояние [16, 17]. Образовавшиеся УВ подпитывают мигрирующие потоки веществ, обеспечивая их непрерывность. Основными эффективными формами массопереноса УВ на данной стадии, скорее всего, являются водные и газовые растворы, а механизм переноса – струйная импульсная фильтрация под действием градиентов сил. Таким образом, согласно приведенной схеме миграции, генерация тяжелых УВ происходит при температурах близких к 200°C , а при меньших температурах происходит разделение УВ на жидкую и газовую фазы, то чем большее расстояние между поверхностью фундамента и температурным барьером, тем более вероятно образование нефтей и других тяжелых УВ. Для определения этого расстояния, используя карту геотермической ступени, вычисляем на какой глубине залегает температурный барьер в 200°C . Далее, путем наложения карт глубины залегания фундамента и глубины температурного барьера, возможно вычислить мощность оса-

дочного чехла, который попадает под воздействие агрессивных флюидов (рис. 1). При этом потенциальной нефтематеринской толщей может являться любая стратиграфическая толща, содержащая РОВ, и которая не подверглась существенным катагенетическим изменениям (MK_3 и выше).

Как видим из приведенных построений, далеко не вся площадь ДДв имеет в осадочном чехле температуры 200°C и выше, вся северо-западная ее часть и значительная часть площади в приобортовых зонах имеют температуру на поверхности кристаллического фундамента ниже температур ГФН. При этом перегретые агрессивные флюиды, попадая по каналам миграции в осадочный чехол могут воздействовать только на близлежащие породы и при этом быстро теряя температуру и сверхкритические свойства разделяются на жидкую и газообразную фазы.

Исходя из этого, казалось бы, в данных регионах невозможно ожидать значительных скоплений жидких углеводородов, так как здесь осадочный чехол не может сгенерировать большое их количество за счет переработки рассеянного органического вещества. Но тем не менее, именно в северо-западной части ДДв сосредоточено большее количество именно нефтяных залежей. Можно предположить, что предложенная схема генерации тяжелых УВ не верна. Существует точка зрения, что образование нефтяного флюида зависит от первоначального химического состава мантийного флюида, а именно от наличия в нем серы и металлов (V и Ni), которые выступают катализаторами при формировании углеводородных систем [7]. В любом случае воздействие агрессивных флюидов на породы, содержащие РОВ есть обязательным условием, и оно было достаточно продолжительным, что способствовало генерации тяжелых УВ в количестве достаточном для формирования нефтяных залежей. Продолжительное воздействие агрессивного флюида на осадочные породы в условиях сравнительно низких температур последних, возможно при непрерывном или импульсно-непрерывном его поступлении для поддержания соответствующих термобарических условий. Возможно именно это условие и было выполнено в одну из последних фаз тектонической активности данного участка ДДв. Что же касается газообразных УВ, то здесь их количество определяется, скорее всего, отсутствием или наличием надежных покровов. В средней части разреза миграция УВ флюидов происходит при температурном режиме $170-90^{\circ}\text{C}$. Последующее движение различных флюидных фаз (водных и газовых растворов УВ, свободных фаз жидких и газообразных УВ) происходит либо совместно в

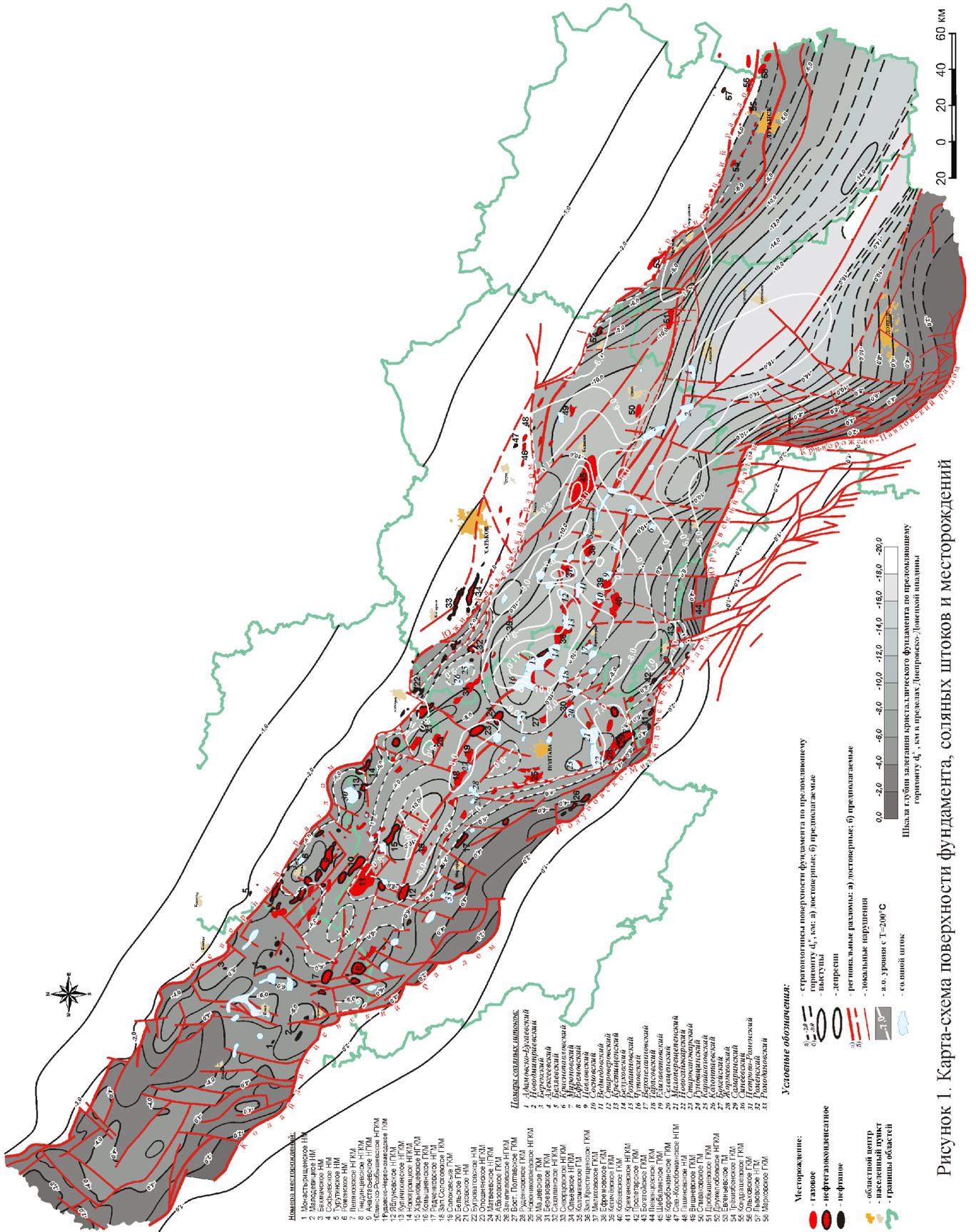


Рисунок 1. Карта-схема поверхності фундамента, соляних штоків і местороджень

виде водных или газовых эмульсий, либо раздельно. Основными движущими силами, по-прежнему, остаются неравномерность давлений, и силы гравитации. Температурные градиенты несколько ослабевают и играют меньшую роль в перемещении УВ, но способствуют образованию локальных термодинамических неоднородностей среды, таких, как зоны аномально высоких давлений [11, 12, 13].

Восходящее движение происходит как по восстанию пористых пластов, так и по сети разломов межблочных разуплотнений пород. Формы массопереноса, в значительной степени, определяет литологическая неоднородность среды. В трещиноватых системах эффективным является перенос УВ в виде водных и газовых эмульсий. Движущими силами при этом являются силы всплывания. С уменьшением пористости преобладающим становится перемещение УВ в форме газов и газовых растворов. Диффузионное медленное рассеивание УВ за счет концентрационных градиентов вещества происходит всегда и во всем объеме осадочных пород. Большинство жидких УВ и битуминозных веществ задерживаются при уменьшении пористости и проницаемости пород (на капиллярных барьерах) и образуют нефтяные и газоконденсатные месторождения.

С глубиной в осадочных породах, как правило, уменьшается открытая пористость и проницаемость. Это один из основных факторов, который влияет на вертикальное распределение флюидов в средней части разреза при температурах $<200^{\circ}\text{C}$, а точнее – распределению по коллекторам, в зависимости от их ФЕС на момент активной миграции флюидов. Во время тектонической активности, флюиды, мигрируя по зонам разуплотнения (тектоническим разломам) вверх по разрезу имея высокое давление и температуру, насыщают собой встреченные проницаемые породы. При этом коллектора с низкими ФЕС заполняются более подвижным флюидом, в нашем случае газом. Более вязкие и тяжелые флюиды остаются в зоне разуплотнения тектонического нарушения. После очередного тектонического импульса, зона дробления наполняется флюидом, восстанавливается давление, сброшенное во встреченный на пути следования коллектор, и продолжается движение вверх до следующего проницаемого пласта. Таким образом, слабо пористые и плохо проницаемые коллектора на больших глубинах заполняются преимущественно газом, а коллектора с хорошими ФЕС – нефтью.

Такой механизм распределения УВ в принципе объясняет наличие чередования нефтяных и газовых залежей при этом газовая залежь не

обязательно должна быть самой нижней – все зависит от коллекторских свойств, принимающего УВ флюид пласта.

В различных районах ДДв автором было рассмотрено более 20 нефтегазоконденсатных месторождений, где чередуются нефтяные, газовые и нефтегазовые залежи, при этом какой-либо закономерности в последовательности их размещения по разрезу обнаружено не было. По всей видимости, это связано с тем, что активная миграция УВ флюидов из зоны сверхкритических давлений и температур носит импульсный характер и приурочена к фазам тектонической активности. Поэтому заполнение ловушек по разрезу происходило не единовременно, а по мере осадконакопления в разные фазы тектонической активности. Более поздние фазы тектонических подвижек могли спровоцировать, а зачастую так оно и происходило, либо передислокацию уже сформированных залежей вверх по разрезу, либо полную их ликвидацию. Нефть, предположительно, как менее подвижный флюид, мигрирует на расстояния гораздо меньшие, чем газ и заполняет собой коллектора вблизи мест своего образования. После аккумуляции в одной из ловушек, происходит естественный процесс дегазации нефти, за счет чего происходит разделение флюидов на нефтяную и газовую части. Образование нефтегазовых залежей (нефтяных с газовой шапкой или газовых с нефтяной оторочкой) происходит путем разделения флюидов внутри ловушки с течением времени. В дальнейшем, при отсутствии подтока флюидов по каналам миграции, газовая часть залежи в процессе диффузии или каких-либо других факторов, может покинуть первоначальную ловушку – мигрировать вверх по разрезу или далее по пласту. Дегазированная нефть, в этом случае, теряет свое промышленное значение, в связи со сложностью извлечения. Иллюстрацией может служить целый ряд примеров разработки нефтегазовых залежей, где после отбора газа извлечение нефтяной части сопровождалось значительными трудностями и затратами или она оставалась в пласте.

И все же, при всей бессистемности в размещении по разрезу нефтяных и газовых залежей, можно отметить следующее: если газовая залежь расположена ниже нефтяной, то ФЕС этого пласта хуже, чем у вышележащей нефтяной залежи. А при сравнении залежей, расположенных на одном уровне глубин, коллектора содержащие нефтяные залежи преимущественно имеют ФЕС несколько выше, чем коллектора газовых залежей.

Газы мигрируют через осадочный разрез, лишь замедляя свое движение в капиллярных и

прочих ловушках. Таким образом, формируется фазовая неоднородность месторождений [22].

На заключительной стадии миграция УВ флюидов происходит при температуре ниже 90°C. При отсутствии подходящих ловушек потоки УВ беспрепятственно перемещаются вверх по разрезу, постепенно затухая и рассеиваясь в толще породы, или по зонам разломов достигают поверхности Земли. В приповерхностных слоях формируются латеральные и вертикальные геохимические поля рассеивания веществ, которые относят к категории фоновых приповерхностных геохимических полей.

В случае, когда УВ оказались в ловушках и сформировали залежи углеводородов, начинается более спокойная эволюция УВ флюидов. Но движение флюидов, в геологическом времени, полностью никогда не прекращается, а лишь притормаживается барьерами ловушек (рис. 2).

В тектонически-активных районах периодически возникают условия для быстрого струйного переформирования залежей или даже полного их рассеивания, что и происходит при отсутствии надежной крышки. Формы движения флюидов – водные или газовые растворы и свободное фазовое движение, переходящее, по мере истощения источника, в струйно-диффузионное и диффузионное рассеяние.

В тектонически-спокойных районах основную роль играют более медленные формы массопереноса, такие как диффузионное рассеяние, протекающее во всем объеме перекрывающих пород. Газовые фазы УВ более подвержены диффузионному рассеиванию через плохо проницаемые породы перекрытий, чем жидкие. Диффузионные потоки слабы, но действуют всегда и во всем объеме перекрытий, унося на месторождениях огромные массы вещества (до 100-200 тыс. т/км² за 1 млн лет [23], при средних оценках общей дегазации Земли 500-1000 тыс. т/км² за 1 млн лет [24]). Поэтому значительные газовые месторождения должны иметь, наряду с мощной перекрывающей коллектор крышкой, соответствующий по производительности подпитывающий очаг, который бы по подводящим каналам восполнял потери УВ в результате диффузионного рассеяния.

Среди сил, активизирующих диффузионное рассеивание и слабые струйные перетоки УВ из и внутри ловушек, наряду с градиентами давления и температуры, имеет значение и разница в концентрациях флюидов, которая стремится к выравниванию, а также слабые электрокинетические поля [25].

К сказанному необходимо добавить, что УВ флюиды, находящиеся в постоянном движении, мигрируют с определенной скоростью. Мигра-

ция УВ в свободном состоянии в водонасыщенных породах, по сути, является процессом двухфазной фильтрации, которая зависит от проницаемости пород, вязкости и плотности флюида, его термодинамического состояния и ряда других факторов.

С.Г. Неручев и С.В. Смирнов [26] линейную скорость миграции нефти предлагают определять по формуле:

$$V_n = \frac{K \cdot K_{fn}}{\mu_n \cdot m} (\rho_v - \rho_n) \cdot g \cdot \sin \alpha \quad (1)$$

или

$$V_n = \frac{K \cdot K_{fn}}{\mu_n \cdot m} (\gamma_v - \gamma_n) \sin \alpha \quad (2)$$

где: V_n – скорость линейной миграции нефти (м/с); K – коэффициент проницаемости поровой среды (D – дарси = $1,02 \cdot 10^{-12}$ м²); K_{fn} – коэффициент фазовой проницаемости нефти (D); μ_n – вязкость нефти (Π – пуаз = $0,1$ Па*с); m – коэффициент пористости (доли ед.); ρ_v , ρ_n – плотность воды и плотность нефти (кг/м³); g – ускорение силы тяжести (м/с²); α – угол наклона пласта (°); γ_v , γ_n – удельный вес воды и нефти (Н/м³). Таким образом, при нефтенасыщенности в каналах миграции около 35% в платформенных бассейнах (при углах наклона пород 0°30' - 5°00') скорость миграции нефти оценивается в пределах от 0,48 до 490 км/млн лет, а в складчатых областях ($\angle > 5^\circ$) – от 9,5 до 2756 км/млн лет. Теоретически скорость восходящей вертикальной миграции оценивается как максимальная, поскольку она пропорциональна $\sin \alpha$ ($\sin 90^\circ = 1$).

При трещинной проницаемости 0,1D, фазовой проницаемости 0,1D, а так же $\rho_n = 0,75$ г/см³, $\mu_n = 1$ сП, $\rho_v = 1,1$ г/см³, $m = 0,2$, скорость вертикальной миграции нефти С.Г. Неручевым и С.В. Смирновым оценивается более чем в 5000 км/млн лет [26], т.е. миграция вверх по разрезу на 1 км произойдет за 180-200 лет, на 5 км – соответственно за 900-1000 лет. В геологических масштабах времени это очень быстро – за один только четвертичный период (0,7 млн лет) нефть с глубины 5 км могла подняться на поверхность 700 раз.

Для сравнения и проверки приведенных расчетов используем для расчета скорости фильтрации нефти еще один способ – закон Дарси:

$$V = \frac{K \cdot \Delta P}{\mu \cdot L} \quad (3)$$

где: K – коэффициент проницаемости поровой среды (D); μ – динамическая вязкость жидкости или газа (Π); ΔP – перепад давления на длине L (МПа/м).

Подставляя значения параметров из расчетов по предыдущей формуле (2), и взяв гидростатический градиент давления (средний для

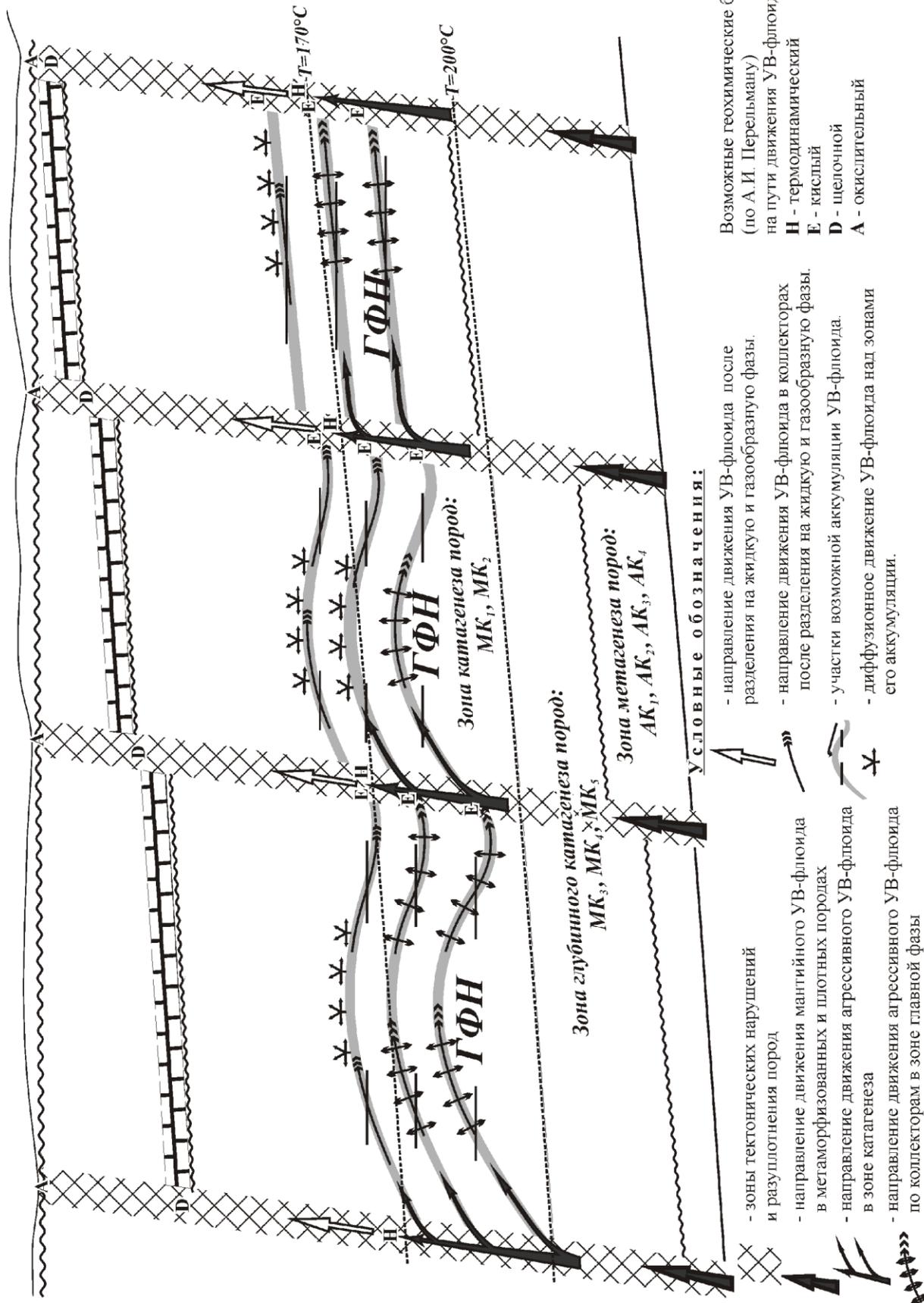


Рисунок 2. Схема миграции УВ-флюидов

ДДв) – 0,011 МПа/м, получаем скорость миграции – 3 469 км/млн лет, т. е. миграция на 1 км вверх по разрезу нефтяного флюида произойдет за 288 лет, а на 5 км соответственно через 1 440 лет.

Порядок значений скорости фильтрации нефти рассчитанный разными способами – совпадает, да и значения оказались достаточно близкими. Однако следует заметить, что на всем пути фильтрации нефти геологический разрез далеко не однороден литологически, существует целый ряд геохимических барьеров. Все это создает напорные зоны, где концентрация УВ флюидов значительно превышает среднюю по разрезу – происходит промежуточная аккумуляция УВ флюида. Необходимо также учитывать, что направление движения флюидов будет происходить по пути наименьшего сопротивления, а это далеко не всегда по вертикали. При отсутствии разрывных нарушений и сопутствующих им зон дробления породы, движение флюидов будет происходить по напластованию вдоль восходящих пластов, потому что продольная проницаемость в ненарушенных породах, всегда в разы выше, чем поперечная. А это, значительно удлиняет путь прохождения флюида к поверхности или к зоне разгрузки.

Не учитывался в расчетах и фактор влияния высоких температур и давления на подвижность флюида. Совсем не принималась в расчет постоянная тектоническая активность, создающая зоны разуплотнения и способствующая очень быстрому продвижению флюида вверх. Все перечисленные неучтенные факторы говорят о том, что данные способы расчета скоростей миграции нефти весьма упрощены. Однако, если просчитать скорость фильтрации нефти в самом плотном флюидоупоре с проницаемостью 0,001D, то и тогда скорость фильтрации составит 34,7 км/млн лет, а из этого следует, что до глубины 5 км нефтяной флюид обновляется за 144 тис лет, т. е. за четвертичный период – минимум 4 раза.

Если же рассматривать миграцию газового флюида, то его скорость значительно выше. За счет меньшей вязкости, плотности и ряда других факторов С.Г. Неручев и С.В. Смирнов определяют ее в 70-80 раз выше, чем скорость миграции нефти.

Как уже говорилось, все приведенные выше расчеты скоростей миграции УВ флюидов относились исключительно к районам с нулевой или крайне низкой тектонической активностью. В реальности таких нефтегазоносных регионов очень мало, а тектоническая активность, это один из важнейших факторов влияющий на скорость миграции УВ флюидов и определяющий

образование залежей УВ, их переформирование и разрушение. Исходя из тектонической активности региона, можем предполагать, будет ли скорость вертикальной миграции УВ флюидов выше расчетной. Кроме того, наличие тектонических нарушений ограничивает латеральную миграцию УВ (в частности нефти), в большинстве случаев, пределами одного-двух тектонических блоков.

Исходя из принятой миграционной теории и упомянутых критериев, влияющих на образование и сохранность залежей УВ, рассмотрим влияние соляного тектогенеза, широко развитого в ДДв на миграционные и аккумулярующие процессы.

Центральная нефтегазоносная часть Днепровско-Донецкого рифта при поперечном тектоническом районировании подразделяется на: северо-западную и юго-восточную части к которым на северо-западе примыкает северо-западная центриклиналь, а на юго-востоке – зона сочленения со складчатым сооружением Донбасса (юго-восточная центриклиналь) [27].

Неотектоническая активность и интенсивность соляного тектогенеза в пределах ДДв убывает в северо-западном направлении, в этом же направлении происходит смена газовых месторождений на нефтегазовые, а затем на нефтяные. Исходя из данной закономерности можно предположить, что интенсивность соляной тектоники является одним из критериев оказывающим непосредственное влияние на латеральное распределение нефтяных и газовых месторождений.

Соляные штоки расположены преимущественно в местах пересечения региональных разрывных нарушений, уходящих своими корнями в мантию, они, как наиболее ослабленные зоны, играют роль своеобразных клапанов, обеспечивая поступление мантийных флюидов в осадочный чехол. Кроме того, интенсивное внедрение соляных масс по зонам разуплотнения разрывных нарушений стало структурообразующим фактором, обеспечив образование валобразных и одиночных антиклинальных структур вдоль осевых и приосевых региональных разломов, которые стали замечательными крупными ловушками для аккумуляции УВ. Интенсивный рост соляных штоков в Уральскую и Пфальцскую фазы тектонической активности обеспечил поступление соляных масс в пермский бассейн, которые впоследствии переотложились образовав надежную соляную покрывку.

Таким образом, соляной тектогенез на протяжении длительного развития ДДв обеспечил наличие основных условий для формирования УВ месторождений.

Рассмотрим, в чем же заключается сходство и отличие северо-запада и юго-востока центральной части ДДв.

Как уже отмечалось, по всей центральной нефтегазоносной части впадины наблюдаем развитие соляной тектоники, но с разной степенью интенсивности.

Юго-восток центральной части грабена характеризуется высокой неотектонической активностью и широким развитием соляных диапиров, как в приосевой, так и в прибортовой зонах. Кроме того, в этой части впадины развиты три соляные толщи, нижняя из которых (франская) обеспечила развитие мощнейших соляных штоков [28], а верхняя (нижнепермская) – надежную плащеобразную покрывку. Интенсивный рост соляных штоков в разные фазы тектонической активности, как уже отмечалось, сформировал здесь большое количество крупных антиклинальных структур, обеспечив наличие ловушек для аккумуляции УВ.

Северо-западная нефтегазоносная часть имеет несколько меньшую интенсивность соляного тектогенеза, а соответственно меньшее количество и объем антиклинальных ловушек, аккумулирующих крупные залежи УВ. Слабое развитие соляных диапиров, вероятно связано с меньшими мощностями нижнедевонской соляной штокообразующей толщи [28]. Здесь слабее проявляется неотектоническая активность, а развитие нижнепермской соляной покрывки не является полным – плащеобразным, как это наблюдается в юго-восточной части. Исходя из того, что современные залежи УВ имеют небольшой, в геологическом понимании, возраст неотектоническая активность региона имеет большое значение. По всей видимости, отсутствие надежной соляной покрывки и недостаточная неотектоническая активность, обеспечивающая поступление мантийных УВ флюидов, предопределила плохую сохранность газовых залежей в этой части ДДв. Нефтяные же залежи, которые мигрируют с меньшей скоростью и не требуют совершенно герметичной покрывки – сохранились.

Что касается юго-востока центральной части ДДв, то здесь, казалось бы, есть все условия для сохранения как газовых, так и нефтяных залежей, однако газовые месторождения расположены преимущественно в осевой и приосевой зонах, а нефтегазовые и нефтяные месторождения встречаются исключительно в бортовой и прибортовой зонах. Причина данного явления кроется вероятно в том, что осадочные породы в осевой и приосевой зонах этой части региона ниже глубины 4-5 км. имеют высокую степень катагенеза МК₃ и выше. В этом случае агрессив-

ные мантийные флюиды, не могут способствовать генерации тяжелых нефтяных УВ из катагенетически преобразованных пород, а поднявшись с глубин залегания фундамента 9-12 км. до кровли высокотемпературного катагенеза полностью или в большей степени теряют свои агрессивные свойства, что не способствует преобразованию РОВ и генерации тяжелых УВ в породах, залегающих выше. Поэтому в этих зонах аккумулируются слабо обогатенные тяжелыми УВ флюиды. Исключением можно считать залежи нефти на Новоукраинском и Чутовском месторождениях, но и здесь нефтяные залежи приурочены к «вздернуто-проваленным» приштоковым блокам, а продвижение агрессивного флюида прошло некоторую длину пути по напластованию не затронутых высокотемпературным катагенезом пород, генерируя тяжелые УВ. В прибортовой и бортовой зонах ДДв агрессивные флюиды поступают в осадочные породы с низкой степенью катагенеза, преобразовывая их и генерируя нефтяные УВ.

Следует добавить, что УВ месторождения выявлены только в центральной части ДДв, где отмечается неотектоническая активность и развитие соляной тектоники. На северо-западной оконечности впадины залежи УВ не сохранились, вероятно, из-за отсутствия надежной покрывки и современного подтока мантийных флюидов, а в части сочленения со складчатым Донбассом при наличии постоянного подтока УВ флюидов отсутствует надежная покрывка, что не способствует сохранению значительных газовых залежей.

Мы разрабатываем залежи УВ недавней (в геологическом исчислении) аккумуляции. К сожалению, нет приемлемых методов определения возраста УВ. По устоявшимся убеждениям их возраст привязывают к возрасту вмещающих или генерирующих пород что, учитывая подвижность флюидов, не может быть верным.

Тектоническая активность в ДДв – различна и уменьшается в западном направлении и в этом же направлении уменьшается количество газовых месторождений. Если предположить, что в менее тектонически-активной западной части ДДв газ, находившийся ранее в ловушках-коллекторах, полностью профильтровался на дневную поверхность, а в ловушках осталась только нефть, как менее подвижный флюид, то тогда можно попытаться рассчитать ее возраст. Он будет соответствовать разнице между временем прохождения через осадочный разрез нефтяного и газового флюидов, т. е. сколько понадобится времени, чтобы газ в условиях «тектонического затишья» покинул осадочный чехол, а нефть еще оставалась в ловушках.

Исходя из того факта, что нефтяные месторождения в северо-западной части ДДв расположены на глубинах 3000 ± 500 м, а кристаллический фундамент и расположенная сразу над ним зона генерации на глубинах 6000 ± 500 м, то фактически нефтяной флюид, с момента последней тектонической активизации, переместился вверх по разрезу на 3 км. Для этого, исходя из приведенных выше расчетов, нефтяному флюиду потребуется, самое большее – 86,5 тис. лет. Если скорость миграции газа в 70 раз выше, то газ пройдет это расстояние за 1,2 тыс. лет, а поверхности достигнет через 2,4 тыс. лет. Принимая во внимание приведенные расчеты, возраст нефти, находящейся в залежах северо-западной части ДДв находится во временном интервале от 2,4 до 86,5 тис. лет. При этом, если не принимать во внимание возможную импульсную подпитку и возможное переформирования залежей то, чем больше в нефти растворенного газа, тем она моложе.

Выводы. Из работ ученых-геологов и собственных исследований автора следует:

1. В ДДв залежи УВ имеют сравнительно недавний (в геологическом исчислении) возраст аккумуляции, поэтому они сформированы и контролируются неотектоническими движениями.
2. Наличие УВ залежей в ДДв определяется наличием соляной тектоники, которая обеспечивает:
 - импульсно-постоянный подток мантийных флюидов через ослабленные зоны соляных штоков.
 - соляной тектогенез является одним из структурообразующих факторов при формирования антиклинальных ловушек для аккумуляции УВ.
 - интенсивный рост соляных штоков в пермское время обеспечил формирование надежной соляной покрышки на большей части центральной части ДДв.
3. Величина и сохранность залежей определяется разницей между скоростью прохождения барьера и скоростью поступления флюида в ловушку, а также интервалом времени, прошедшим с момента образования барьера-ловушки.

В ДДв распределение УВ по разрезу и по латерали определяется следующими критериями:

1. по разрезу:

- в районах с повышенной неотектонической активностью (юго-восточная часть) – количеством тектонических подвижек и интенсивностью роста соляных диапиров, которые создают зоны разуплотнения, что способствует импульсно-постоянному поступлению в осадочный чехол мантийных флюидов, их продвижению вверх по разрезу, переформированию и разрушению залежей. В меньшей степени распределение зависит от ФЕС коллекторов на момент их заполнения флюидом.
- в районах с низкой неотектонической активностью (северо-западная часть) распределение УВ определяется в основном ФЕС коллекторов на момент заполнения флюидом (нефть, как менее подвижный флюид, не заполняет коллектора с низкими ФЕС).

2. по латерали:

- наличием надежной покрышки (в нашем случае – развитием нижнепермской соли, при отсутствии которой крупные газовые залежи не сохраняются).
- наличием неотектонической активности и соляного тектогенеза, которые способствуют поступлению УВ-флюидов в осадочный чехол;
- длиной пути и скоростью прохождения агрессивного, изначально метанового флюида в зоне ГФН для генерации, растворения и выноса (эмиграции) из пород, образовавшихся из РОВ тяжелых УВ (при прохождении агрессивного флюида через породы, преобразованные до стадии глубинного катагенеза (МК₃) и выше, генерация тяжелых УВ не происходит).

Исходя из перечисленных критериев, нефтяные залежи, предположительно, не могут аккумулироваться в осевой зоне юго-востока центральной части ДДв в связи с отсутствием тяжелых УВ в первичном мантийном флюиде, а его продвижение в катагенетически преобразованных (МК₃ и выше) породах не предполагает образование нефтяных УВ (исключением можно считать залежи нефти на Новоукраинском и Чутовском месторождениях, приуроченные к приштоковым блокам). Газовые залежи могут аккумулироваться везде, где скорость прохождения флюида через барьер-ловушку меньше скорости его поступления, т.е. в тектонически-активных регионах ДДв с развитой соляной тектоникой и качественной покрышкой.

Литература

1. Линецкий В.Ф. Миграция нефти и формирование ее залежей [Текст] / В.Ф. Линецкий. – К. : Наукова думка, 1965. – С. 200.
2. Маковецкий П.С. Геологическая характеристика нефтей и других битумов Украины и Молдавии [Текст] / П.С. Маковецкий. – М. : Недра, 1966 – С. 301.

3. Розанов Л.Н. Теоретические вопросы нефтяной геологии [Текст] / Л. Н. Розанов Изд-во АН УССР. – К., 1962. – С. 108.
4. Соколов В.А. Процессы образования и миграции нефти и газа [Текст]: монография / В.А. Соколов. – М. : Недра, 1965. – С. 276.
5. Чекалюк Э.Б. Нефть верхней мантии Земли [Текст] / Э.Б. Чекалюк. – К. : Наукова думка, 1967. – С. 256.
6. Чекалюк Э.Б. Общая теория происхождения нефти [Текст] / Э.Б. Чекалюк // Геология и геохимия горючих ископаемых. – К. : Наукова думка, 1983. – вып. 59. – С. 3-7.
7. Лурье М.А. Нефть. К дискуссии о происхождении. Серосодержание и металлоносность как генетические характеристики [Текст] / М.А. Лурье, Ф.К. Шмидт // Saarbrücken : LAP Lambert Academic Publishing, 2012. – С. 243.
8. Зав'ялов В.М. Про вертикальну зональність розподілу скупчень нафти та газу в осадовому чохлаї земної кори [Текст] / В.М. Зав'ялов // Геологія і геохімія горючих копалин. – К. : Наукова думка, 1970. – Вип. 22. – С. 6-10.
9. Зав'ялов В.М. Про особливості просторового розміщення покладів нафти та газу в Дніпровсько-Донецькій западині [Текст] / В.М. Зав'ялов // Геологія і геохімія горючих копалин. – К. : Наукова думка, 1971. – Вип. 28. – С. 3-8.
10. Коржов Ю.В. Проблемы нефтепоисковой геохимии и обобщающая схема миграции углеводородных флюидов [Текст] / Ю.В. Коржов, В.И. Исаев, А.А. Жильцова // Известия Томского политехнического университета. – Томск, 2011. – Т. 318, №1. – С. 116-122.
11. Лурье А.И. О принципах сосуществования гидродинамических и геотемпературных аномалий в нефтегазоносных провинциях [Текст] / А.И. Лурье // Вісник Харківського національного університету. Серія: «Геологія-географія-екологія», 2011. – № 956. – С. 38-42.
12. Лурье А.И. Роль геотермических аномалий месторождений углеводородов для оценки нефтегазоносности [Текст] / А.И. Лурье // Газовая промышленность. Серия: геология и разведка газовых и газоконденсатных месторождений. – М. : ВНИИЭгазпром, 1987. – Обз. информ. вып. 8. – С. 50.
13. Высоцкий И.В. Формирование нефтяных, газовых и конденсатногазовых месторождений [Текст] / И.В. Высоцкий, В.И. Высоцкий. – М. : Недра, 1986. – С. 228.
14. Дюнин В.И. Гидрогеодинамика нефтегазоносных бассейнов [Текст] / В.И. Дюнин, А.В. Корзун. – М. : Научный мир, 2005. – С. 524.
15. . Hunt J.M. Early developments in petroleum geochemistry / J.M. Hunt, P.Ph. Keith, A.Kvenvolden // Organic Geochemistry. – 2002. – №33. – P. 1025-1052.
16. Бушнев Д.А. Продукты термотрансформации керогена горючего сланца в условиях проточного пиролиза в среде бензола [Текст] / Д.А. Бушнев, Н.С. Бурдельная, О.В. Валяева, В.С. Савельев // Геохимия. – 2005. – №11. – С. 1238-1245.
17. Ларин В.И. Образование и интенсивность формирования залежей нефти и газа [Текст] / В.И. Ларин // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2007. – №3. – С. 54-59.
18. Трофимов В.А. Глубинные сейсмические исследования МОГТ как инструмент оценки перспектив нефтегазоносности и поисков крупных скоплений углеводородов [Текст] / В.А. Трофимов // Геология нефти и газа. – 2008. – №4. – С. 55-63.
19. Справочник по геохимии нефти и газа [Текст]: справочное пособие / Под ред. С.Г. Неручева. – СПб. : Недра, 1998. – С. 576.
20. Геология и геохимия нефти и газа [Текст]: / О.К. Баженова, Ю.К. Бурлин, Б.А. Соколов, В.Е. Хаин. – М. : ИЦ «Академия», 2004. – С. 415.
21. Современные представления о формировании скоплений углеводородов в зонах разуплотнения верхней части коры [Текст] / А.Н. Дмитриевский, И.Е. Баланюк, Л.Ш. Донгарян и др. // Геология нефти и газа. – 2003. – №1. – С. 2-8.
22. Тараненко Е.И. Современные аспекты вертикальной зональности нефтидогенеза [Текст] / Е.И. Тараненко, Ю.А. Герасимов, Ф.С. Фарах // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2008. – №9. – С. 4-10.
23. Вышемирский В.С. Оценка масштабов истощения нефтяных залежей во времени [Текст] / В.С. Вышемирский, А.Э. Конторович // Геология нефти и газа. – 1997. – №8. – С. 4-8.
24. Валяев Б.М. Углеводородная дегазация земли и генезис нефтегазовых месторождений [Текст] / Б.М. Валяев // Геология нефти и газа. – 1997. – №9. – С. 30-37.
25. Иванников В.И. Газоосмотический массоперенос дисперсно-рассеянных углеводородов в породах-коллекторах [Текст] / В.И. Иванников // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2007. – №6. – С. 60-62.
26. Неручев С.Г., Смирнов С.В. Оценка потенциальных ресурсов углеводородов на основе моделирования процессов их генерации и формирования месторождений нефти и газа // Нефтегазовая геология. Теория и практика. ВНИГРИ, 2007 (2) [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.ngtp.ru/rub/1/013.pdf>
27. Атлас родовищ нафти і газу України [Текст] / Під заг. ред. М.М. Іванюти, В.О. Федішина, Б.І. Денегі, Ю.О. Арсірія, Я.Г. Лазарука. – Львів УНГА, 1998. – С. 2350.
28. Височанський І.В. Наукові засади пошукув несклепінних пасток вуглеводнів у Дніпровсько-Донбаському авлакогені [Текст] / І.В. Височанський. – Х. : ХНУ імені В.Н. Каразіна, 2015. – С. 236.