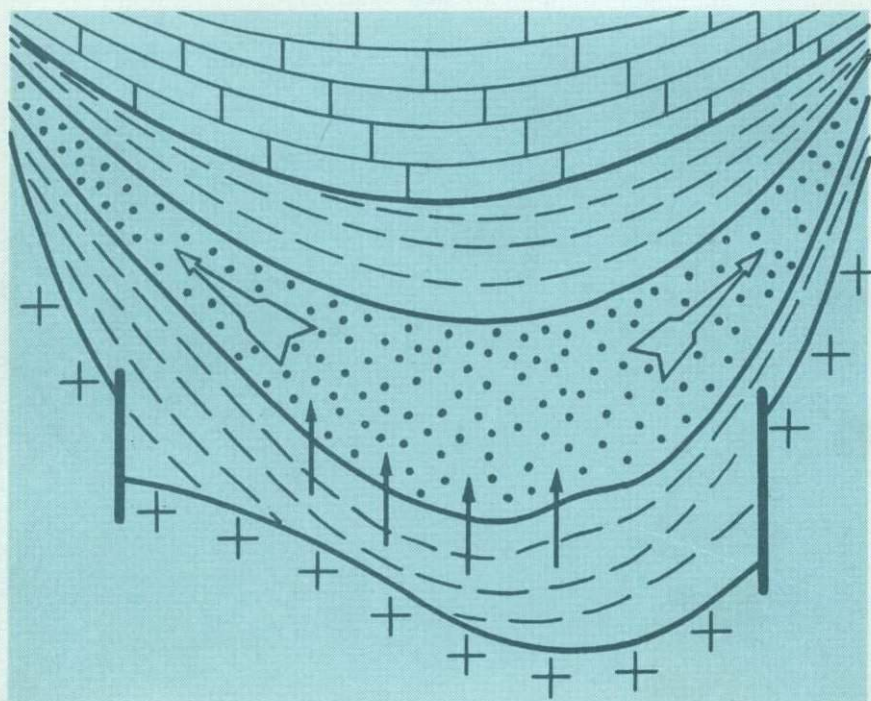


Условия формирования крупных зон нефте- газонакопления



АКАДЕМИЯ НАУК СССР

НАУЧНЫЙ СОВЕТ ПО ПРОБЛЕМАМ ГЕОЛОГИИ И ГЕОХИМИИ
НЕФТИ И ГАЗА

МИНИСТЕРСТВО НЕФТЯНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

ОРДЕНА ТРУДОВОГО КРАСНОГО ЗНАМЕНИ

ИНСТИТУТ ГЕОЛОГИИ И РАЗРАБОТКИ ГОРЮЧИХ ИСКОПАЕМЫХ

УСЛОВИЯ ФОРМИРОВАНИЯ КРУПНЫХ ЗОН НЕФТЕГАЗОНАКОПЛЕНИЯ

4544
Ответственные редакторы:

доктор геолого-минералогических наук

С. П. МАКСИМОВ,

кандидаты геолого-минералогических наук

В. В. ПАЙРАЗЯН, Н. М. САРДОННИКОВ



МОСКВА

«НАУКА»

1985



Условия формирования крупных зон нефтегазоаккумуляции. — М.: Наука, 1985. — 184 с.

В книге рассмотрены закономерности и условия формирования крупных по территории зон нефтегазоаккумуляции на примере ряда нефтегазоносных провинций и областей СССР — Восточно-Европейской платформы, Западной и Восточной Сибири, Средней Азии, Предкавказья и др. Приведены данные о влиянии тектонического, литолого-стратиграфического, геохимического, палеотемпературного и других факторов на формирование крупных зон нефтегазоаккумуляции. Затронуты вопросы, имеющие дискуссионный характер.

Рецензенты:

Г. Х. Дикенштейн, С. М. Дорошко

УСЛОВИЯ ФОРМИРОВАНИЯ КРУПНЫХ ЗОН НЕФТЕГАЗОАККУМУЛЯЦИИ

*Утверждено к печати Научным советом
по проблемам геологии и геохимии нефти и газа
и Институтом геологии и разработки горючих ископаемых*

Редактор *В.П. Цеглин*. Редактор издательства *А.В. Копп*

Художник *Л.А. Григорян*. Художественный редактор *И.Ю. Несгерова*

Технический редактор *А.Л. Шелудченко*. Корректор *Л.В. Шутова*

ИБ № 28946

Подписано к печати 27.09.85. Т — 17241

Формат 60 x 90 1/16. Бумага для глубокой печати

Гарнитура Литературная (фотонабор). Печать офсетная

Усл.печ.л. 11,5 + 0,3 вкл. Усл.кр.-отт. 12,0. Уч.-изд.л. 14,7

Тираж 1100 экз. Тип. зак. 472. Цена 2 р. 20 к.

Ордена Трудового Красного Знамени издательство "Наука"

117864 ГСП-7, Москва В-485, Профсоюзная ул., д. 90

Ордена Трудового Красного Знамени 1-я типография издательства "Наука"

199034, Ленинград В-34, 9-я линия, 12

ПРИНЯТЫЕ СОКРАЩЕНИЯ

АВПД	— аномально высокое пластовое давление	КОВ	— концентрированное органическое вещество
ВНК	— водонефтяной контакт	НГБ	— нефтегазоносный бассейн
ГВК	— газоводяной контакт	НГМТ	— нефтегазоматеринская толща
ГЗГ	— главная зона газообразования	НГП	— нефтегазоносная провинция
ГЗН	— главная зона нефтеобразования	ОВ	— органическое вещество
ГФН	— главная фаза нефтеобразования	ОНГО	— очаги нефтегазообразования
ДДВ	— Днепровско-Донецкая впадина	ОПБ	— осадочно-породный бассейн
ЖСД	— Жигулевско-Самаркинские дислокации	ПНТ	— прогибы некомпенсированного типа
ЗНГН	— зоны нефтегазонакопления	РОВ	— рассеянное органическое вещество
КП	— компенсационное поднятие	ТУ	— тяжелые углеводороды
		УВ	— углеводороды

ПРЕДИСЛОВИЕ

Выяснение условий формирования крупных по территории зон нефтегазонакопления — одна из важнейших проблем геологии нефти и газа. Рост добычи углеводородов во всех нефтегазоносных провинциях и областях мира теснейшим образом связан с открытием и вводом в разработку месторождений нефти и газа с крупными запасами. Значительную концентрацию ресурсов нефти и газа в одном месторождении или в одной-двух зонах нефтегазонакопления, вероятно, не следует относить к случайным явлениям природы. Как известно, в природе все явления имеют определенную направленность и обусловленность, не являются исключением и закономерности распределения месторождений нефти и газа в осадочных бассейнах.

Познать общие закономерности формирования крупных месторождений нефти и газа и критерии, контролирующие их формирование в соответствующих нефтегазоносных провинциях и областях, — вот задача, над которой трудятся многие научные коллективы и ведущие ученые всего мира и в первую очередь нашей страны. Познавая основные условия формирования крупных зон нефтегазонакопления, мы тем самым освещаем пути решения задачи по открытию значительных скоплений нефти и газа в новых, малоизученных районах страны, в глубокозалегающих осадочных комплексах различных бассейнов.

Материалы книги можно разделить на два раздела. В первый включены статьи общего теоретического плана, в которых сформулированы принципы выделения крупных зон нефтегазонакопления, закономерности формирования зон преимущественного нефте- и газонакопления. Второй, более значительный по объему, раздел составляют статьи, посвященные выявлению критериев и закономерностей формирования крупных зон нефтегазонакопления в основных регионах нашей страны: Прикаспийской впадине, Волго-Уральской провинции, Западной Сибири и Средней Азии.

В публикуемых статьях обобщены материалы исследований последних лет по указанной проблеме, определены основные направления дальнейших научных разработок. Отдельные статьи, помещенные в сборнике, имеют дискуссионный характер.

С. П. Максимов, И. П. Лаврушко

СОСТОЯНИЕ ПРОБЛЕМЫ УСЛОВИЙ ФОРМИРОВАНИЯ КРУПНЫХ ЗОН НЕФТЕГАЗОНАКОПЛЕНИЯ

Проблема эффективного поиска крупных месторождений нефти и газа, концентрирующих в себе большую часть известных мировых запасов и обеспечивающих основную добычу УВ, с давних пор является объектом пристального изучения геологов-нефтяников. Исследования последних десятилетий позволили глубоко познать закономерности образования, аккумуляции и сохранности углеводородов. Это обеспечило надежный фундамент для перехода от общих схем генерации, миграции и аккумуляции УВ к решению более конкретной задачи — раскрытию закономерностей формирования крупных месторождений нефти и газа. Степень разработки этой проблемы в настоящее время находится на том уровне зрелости, когда очевидная близость решения остающихся неясными вопросов еще более стимулирует усилия исследователей добиться желаемых результатов.

В целом успешность познания законов формирования крупных месторождений нефти и газа обеспечивается состоянием двух основных аспектов рассматриваемой проблемы, первый из которых заключается в определении геолого-исторических, генетических и регионально-структурных критериев формирования крупных месторождений вообще, а второй состоит в выявлении более конкретных факторов, наличие которых позволит значительно повысить степень обоснованности выводов о существовании благоприятных условий для формирования крупных месторождений в разных по геологическому строению регионах, сузить границы распространения зон формирования таких месторождений.

Состояние изученности этих двух аспектов единой проблемы неоднозначно. С наибольшей полнотой и глубиной разработаны вопросы общих закономерностей формирования крупных месторождений в региональном масштабе. Результаты исследований советских и зарубежных ученых позволяют сегодня наметить генеральную схему, объясняющую формирование и распределение крупных скоплений нефти и газа в региональном плане, составные компоненты которой представляются в следующем виде.

Анализ большого фактического материала позволил прежде всего выявить закономерности распространения крупных скоплений нефти и газа по площади и по разрезу в глобальном масштабе. Установлено, что 88 % нефтяных и 86 % газовых месторождений-гигантов сосредоточено в восточ-

ном полушарии, где к ним приурочено более 65 % нефтяных и не менее 48 % газовых ресурсов мира [23], что объясняется большим распространением в этом полушарии осадочных бассейнов.

Крупнейшие ЗНГН обнаружены в отложениях всех геологических периодов, от кембрия до неогена включительно. Однако факт наличия крупнейших месторождений преимущественно в мезозойских отложениях все же обращает на себя внимание. С мезозоем связано 66 % нефтяных гигантов и не менее 55 % газовых.

Это обусловлено бурным развитием в мезозойское время органической жизни, достигшей максимума в юре и мелу, что привело к накоплению в осадочных толщах большого количества биомассы. В триасовое время произошло относительное ослабление жизнедеятельности организмов [10]. Концентрацию в мезозойских толщах (моложе триасового возраста) крупных скоплений нефти и газа можно также объяснить интенсивным прогревом земной коры в юрско-меловой период, т. е. спустя определенное время после проявления герцинской фазы складчатости. Отсутствии же крупных месторождений в триасовых отложениях указывает на то, что в триасовое время температурный режим характеризовался еще слишком высокими температурами, при которых не могли сохраняться крупные скопления биомассы. Принимая все это во внимание, можно считать, что доминирующими объектами поиска крупных месторождений нефти и газа должны быть мезозойские толщи, предпочтительно юрские и меловые. Отложения палеозойской эры содержат лишь 6,8 % запасов нефти и 26,3 % запасов газа [1, 23]. Меньшее число домезозойских крупнейших месторождений можно объяснить как пониженной интенсивностью развития органической жизни на протяжении этого геологического отрезка времени, так и разрушением древних седиментационных бассейнов вследствие орогенических процессов и глубокой эрозии. Однако при прогнозировании возможности формирования крупных месторождений в новых регионах следует иметь в виду, что потенциал палеозойских отложений как генерирующих УВ так же, как и мезозойских, был высоким.

Вполне определена установленная закономерность приуроченности абсолютно большей части выявленных запасов крупнейших ЗНГН к интервалам глубин от 750 до 3000 м (86 % запасов нефти и 64 % запасов газа) [1]. При этом для платформенных районов интервал пределов глубин несколько меньше, чем для межгорных впадин и передовых прогибов [18].

Имеющиеся материалы по приуроченности крупных месторождений к коллекторам различного типа свидетельствуют о следующем. По данным Н. Ю. Успенской [23], из общей суммы начальных извлекаемых запасов крупнейших месторождений 58 % запасов нефти приурочено к песчаным коллекторам и 42 % — к карбонатным. Дж. Д. Муди [16] также отмечает, что в карбонатных коллекторах на месторождениях-гигантах сконцентрировано не намного меньше нефти, чем в терригенных, несмотря на то, что песчаных коллекторов на этих месторождениях на 50 % больше, чем карбонатных. Это, видимо, свидетельствует о том, что гигантские месторождения нефти, приуроченные к карбонатным коллекторам, в среднем имеют большие размеры. В газовых месторождениях-гигантах в песчаниках заключено 75 % запасов, а в карбонатных коллекторах — только 25 %.

При анализе месторождений-гигантов по типу ловушек, к которым они приурочены, выявляется явное преобладание крупных антиклинальных

ловушек. Абсолютно преобладающая часть выявленных ресурсов нефти и газа (соответственно, 86,4 и 88,4 %) приурочена к ловушкам структурного типа. Возражением против такого заключения может быть существующее мнение о том, что выявить антиклиналь гораздо легче, чем ловушку другого типа. Кроме того, известно, что крупнейшие зоны нефте- и газонакопления связаны и с литологическими и литолого-стратиграфическими типами ловушек. Однако возможно, что именно антиклинальные структуры являются наиболее эффективным типом ловушек [1, 16, 23, 25].

Крупнейшие зоны нефтегазонакопления встречаются как на платформах, так и в складчатых областях в пределах различных крупных геоструктурных элементов. Однако абсолютно доминирующее место занимают платформы, где открыто примерно 90 % всех крупнейших месторождений нефти и газа. Большая часть запасов нефти открытых крупных месторождений приурочена к внутриплатформенным краевым впадинам, а большая часть запасов газа — к относительно приподнятым частям тектонических зон, к сводовым поднятиям и мегавалам.

Отмечая факт преимущественного формирования крупных месторождений в пределах платформенных территорий по сравнению с подвижными поясами, некоторые авторы считают, что те бассейны неплатформенного типа, в которых имеются крупные месторождения (Месопотамский предгорный прогиб, Маракайбская межгорная впадина), характеризуются геологическими условиями, нетипичными для подвижных областей: платформенные черты осадочного чехла, слабая дислоцированность толщ, хорошие условия консервации УВ [21, 22].

Главные нефтяные и газовые ресурсы Земли связаны с перикратонными опусканиями и краевыми впадинами платформ, с передовыми прогибами и периклинальными и фронтальными погружениями геосинклинальных сооружений, образующими «ареалы» прогибания земной коры, которые, представляя собой в прошлом единую «закрытую» для нефти и газа геологическую систему, были исключительно благоприятны для генерации и аккумуляции УВ [4].

Важным фактором, способствующим формированию крупных месторождений, видимо, следует признать большую протяженность бассейна. Это особенно наглядно видно на примере бассейна Среднего Востока. При его средних размерах по вертикали горизонтальная протяженность превышает таковую большинства других районов мира, что обеспечило образование крупных пологих структур, слабую нарушенность покровов, наличие обширных очагов генерации и эффективность латеральной миграции.

Определенное внимание в нефтяной геологии уделяется вопросу выявления связи между крупными скоплениями УВ и крупными региональными перерывами. Поверхности несогласия играют известную роль — они ускоряют развитие ловушек и вместе с базальными песчаниками вышележащей трансгрессивной или же низележащей регрессивной серии способствуют миграции нефти и газа от источников их образования к коллектору [25]. Анализ условий концентрации запасов по изученным нефтегазоносным провинциям и областям мира позволил сделать вывод о том, что наиболее оптимальные условия для максимальной концентрации УВ создаются, при прочих равных факторах, в тех седиментационных бассейнах, где число региональных перерывов не более трех, причем если перерывы располагаются

выше мощного комплекса, вероятность формирования крупных залежей будет более высокой [18].

Несомненно, что для образования крупных скоплений нефти и газа необходима интенсивная генерация УВ, т. е. прежде всего должны существовать благоприятные условия для бурного развития органической жизни и скопления в субаквальных условиях, сохранения и консервации осадков, богатых ОВ. Накопление таких осадочных образований происходило в палеовпадинах, которые характеризовались значительными размерами и устойчивым интенсивным прогибанием [4].

Условия максимального нефтенакпления характерны для бассейнов, характеризовавшихся высокой степенью заполнения осадками [20]. К важным факторам формирования крупных месторождений относится близость обильного источника УВ, время генерации УВ и образование структур. Для формирования крупных месторождений нефти важно, чтобы образование крупных ловушек шло одновременно с процессами генерации и аккумуляции жидких УВ.

Таковы общие, фоновые, факторы, обуславливающие формирование крупных месторождений нефти и газа. Они должны непременно приниматься во внимание для того, чтобы ответить на вопрос, могли ли в том или ином районе в толще осадочных образований и примерно в каких масштабах проходить процессы формирования крупных месторождений нефти и газа. Анализ геологии и нефтегазоносности территории, если принимать во внимание изложенные выше критерии, является основой для перехода к конкретизации представлений о возможностях формирования крупных скоплений в пределах более узких границ как по площади, так и по разрезу, чему способствует знание выявленных рядом исследователей закономерностей и благоприятных факторов, определяющих дифференциацию условий формирования крупных месторождений, некоторые из которых приводятся ниже.

Существенной закономерностью, проливающей свет на условия формирования крупных месторождений, является установленная зависимость приуроченности зон нефтегазонакопления от типа крупных геоструктурных элементов и их размеров. Результаты исследований В. С. Лазарева с соавторами [8] свидетельствуют о том, что в обширных платформенных бассейнах типа плит или крупных синеклиз, включающих в себя своды, перекрытые мощным ненарушенным осадочным чехлом, обширные области нефтегазонакопления тяготеют преимущественно к крупным положительным структурам, хотя часто не совпадают с ними по контурам. Примерами их служат Западно-Сибирская и Волго-Уральская провинции.

В сравнительно небольших бассейнах или плитах, где мощность чехла на сводах невелика, области и районы нефтегазонакопления приурочены преимущественно к крупным отрицательным, а в их пределах — часто положительным структурам второго порядка. Если мощности осадочного чехла очень велики (более 6—7 км), нефть и газ чаще концентрируются по периферии бассейна; если же они не превышают 4—5 км, то скопления чаще встречаются в средней части бассейна. Примерно такая же картина наблюдается и в межгорных впадинах.

В грабенах и авлакогенах нефть и газ распространены как в центре, так и вблизи бортов. Примерами этого служат Днепровско-Донецкий и Рейнский грабены, залив Кука и, по-видимому, Северное море.

В предгорных прогибах скопления нефти и газа встречаются как в их

наиболее глубоких зонах, так и на пологом платформенном крыле. Однако в поперечных поднятиях они или отсутствуют, или встречаются заметно реже.

Дальнейшая конкретизация условий формирования крупных месторождений в пределах разных геотектонических регионов может быть облегчена, если принимать во внимание закономерное положение ловушек относительно зон развития осадочных образований разной мощности и очагов генерации УВ. Согласно этим закономерностям формирование крупных и уникальных месторождений происходит в зонах больших градиентов мощностей по принципу дифференциального улавливания и в первую очередь в ловушках, более погруженных и расположенных первыми на пути боковой миграции нефти и газа из областей нефтегазообразования [9].

Рядом авторов [18, 19] отмечено, что, если в разрезе территории присутствуют несколько нефтегазосодержащих комплексов, большая часть запасов и подавляющее большинство крупных месторождений приурочены к одному из них. Такая закономерность, прослеженная для многих регионов, обусловлена тем, что, как правило, для той или иной нефтегазоносной территории имеется один мощный и наиболее близко расположенный очаг генерации УВ, потенциал которого достаточен лишь для наибольшего насыщения одного наиболее подходящего для аккумуляции нефти и газа комплекса из потенциально пригодных для принятия в себя мигрирующих УВ осадочных толщ.

Анализ показывает, что в условиях существования нескольких очагов генерации, например в ряде впадин, окружающих свод, запасы расположенных на своде месторождений тем больше, чем меньше суммарное расстояние от месторождения до центра этих впадин, т. е. чем короче суммарный путь миграционных потоков УВ [11].

Обращая внимание на исключительную важность близости очага генерации УВ и процессов их латеральной миграции для формирования крупных месторождений (особенно нефтяных, о чем будет сказано ниже), нельзя сбрасывать со счета и наблюдаемую в ряде случаев связь платформенных структур с передовыми прогибами. Например, Оренбургское и Шатлыкское газовые месторождения связаны на Восточно-Европейской платформе и Туранской плите с крупными валообразными поднятиями, уходящими своими погребенными окончаниями соответственно в Предуральский и Предкопетдагский прогибы. Платформенные структуры бассейна Персидского залива также проникают далеко в пределы Месопотамского предгорного прогиба [22].

Важной предпосылкой познания процессов формирования крупных залежей нефти и газа может служить факт их приуроченности к узлам напряжений различного характера — зонам сочленения, областям развития разломов, сдвиговым деформациям [15, 16].

Интересным является пример приуроченности крупных месторождений к мегасдвигам Санта-Крус в Боливии и Хуанкабамба в районе Тамара на северном побережье Перу. Формирование крупных месторождений в районе развития этих сдвигов объясняется интенсивными подвижками по сдвигам, которые привели к развитию сложной системы нарушений, являющихся главными экранирующими поверхностями открытых месторождений [26].

Исследования Н. Ю. Успенской [24] показали, что для супергигантских месторождений характерна их ассоциация с глубинными разломами, выра-

женными в виде гравитационных ступеней. Связь структурных ступеней в чехле и контролирующих их глубинных разломов, которые образуют шарнирные зоны, с развитием сверхгигантских месторождений обусловлена тем, что такие зоны испытали в течение длительного периода времени дифференциально-колебательные движения переменного знака, которые проявлялись на фоне общего длительного и спокойного опускания бассейна седиментации, резко повышали мобильность данного участка земной коры, создавая геодинамическую обстановку, исключительно благоприятную для формирования громадных залежей нефти и газа.

Одним из критериев, помогающих локализовать районы возможного формирования крупных скоплений нефти и газа, является геотермический градиент.

Многие советские и зарубежные исследователи на основе изучения большого объема информации о современных и палеотемпературах пришли к заключению о том, что геотермические градиенты, превышающие нормальные значения, способствуют генерации УВ. При прочих равных условиях для формирования зон максимальных концентраций ресурсов УВ, особенно нефти, сравнительно наиболее благоприятны те области бассейнов седиментации, которые характеризовались более высокими величинами палеогеотермического градиента и повышенным тепловым потоком Земли. В бассейнах, сложенных кластическими осадками, при наличии всех необходимых для аккумуляции УВ геологических факторов высокое значение теплового потока способствует формированию залежей УВ с запасами выше средних [25, 6, 1]. Высокие значения геотермических градиентов отмечены во многих районах земного шара, где открыты крупные месторождения.

Завершением исследований проблемы выяснения условий формирования крупных месторождений, после формулирования основополагающих принципов их формирования и разработки критериев, уточняющих наши представления об этом процессе в зависимости от конкретной геологической обстановки, является поиск таких факторов, которые позволили бы с достаточной высокой степенью определенности говорить не просто о возможности формирования в том или ином районе крупных месторождений вообще, а о возможности формирования либо крупных нефтяных, либо крупных газовых месторождений.

Отправным пунктом для познания процессов формирования крупных нефтяных или крупных газовых месторождений, естественно, должно быть прежде всего знание общих условий преимущественного формирования нефтяных или газовых месторождений. В связи с этим основой разработки принципов формирования крупных нефтяных или газовых месторождений должны быть общие положения раздельного формирования зон нефти и газонакопления. Этой проблеме посвящены многочисленные исследования. Не вдаваясь в подробности, отметим, что ее решение связывается прежде всего с выяснением вопроса об источниках УВ. Считается, что гумусовое вещество продуцирует в основном газообразные УВ, а сапропелевое — жидкие. Если состав рассеянного ОВ предполагает возможную генерацию газообразных и жидких УВ, для целей раздельного прогнозирования анализируют такие основные факторы, как условия сохранности углеводородных скоплений, время формирования залежей и перестройки тектонического плана [17].

Рассматривая критерии сохранности залежей, исходят прежде всего из

того, что газообразные УВ обладают гораздо большей мигрирующей способностью, чем жидкие. Было установлено [20], что карбонаты не экранируют ни одного крупного газового скопления, тогда как нефтяные залежи, даже крупные, такими породами удерживаются.

Роль фактора времени формирования углеводородных скоплений также имеет существенное значение для образования зон преимущественно нефте- или газонакопления. Важным является то, что для генерации и аккумуляции жидких УВ требуется больше времени, чем для газообразных, которые продуцируются как на ранних, так и поздних этапах геологического развития территорий. В связи с этим имеется как будто бы больше возможностей для аккумуляции несоизмеримо больших объемов газообразных, чем жидких УВ. Однако в осадочных толщах преобладает нефть, свободного газа примерно в два раза меньше, чем нефти, а газа с нефтью почти в два раза меньше, чем свободного газа [19]. Это обусловлено тем, что чем раньше образовалась газовая залежь, тем больше времени действуют разрушающие факторы, приводя к рассеиванию газа.

Анализ материалов, содержащих информацию о влиянии вышеприведенных факторов на формирование зон преимущественно нефте- или газоносности, позволил И. И. Нестерову с соавторами [17] прийти к следующим выводам.

В геосинклинальных областях, где в силу большой нарушенности осадочного разреза условий для сохранности газовых скоплений нет, имеются только зоны нефтенакопления.

На плитах древних платформ, где большое развитие имеют карбонатные породы, не являющиеся хорошим экраном для газа, и были активны разрушающие факторы, не способствовавшие сохранению крупных зон газонакопления, преобладают зоны нефтенакопления.

На плитах молодых платформ одним из основных факторов, контролирующих размещение нефтеносных и газоносных зон, наряду с распространением покрышек является время формирования ловушек и контрастность последних. Зоны газонакопления формируются в основном в областях проявления контрастных неотектонических движений с наиболее молодыми по возрасту ловушками. Зоны нефтенакопления связаны преимущественно с районами, где ловушки более древнего возраста, а неотектоника проявилась менее активно. Как правило, это зоны с высокими или повышенными значениями геотермических градиентов либо наиболее глубоких частей разреза.

В межгорных впадинах преобладают зоны нефтенакопления. Зоны газонакопления формируются редко и преимущественно в тех впадинах, которые возникли на месте активизированных участков платформ. В передовых прогибах зоны нефтенакопления свойственны более нарушенным внутренним бортам, зоны газонакопления — внешним.

М. И. Варенцов с соавторами [2] отмечают, что в пределах внутренних бортов альпийских прогибов, их передовых складок и центральных частей, характеризующихся низкими значениями пластовых температур, развиты преимущественно зоны нефте- и нефтегазонакопления, а в пределах внешних, где пластовые температуры несколько выше, — зоны газонакопления.

В противоположность этому к внутренним бортам герцинских краевых прогибов и их центральным частям, отличающимся повышенными палеотемпературами, приурочены преимущественно зоны газонакопления,

а к внешним бортам, где пластовые палеотемпературы значительно ниже, преимущественно нефтеносные.

Эти исследователи также отмечают, что важную роль в размещении зон нефте- и газонакопления в краевых прогибах разного типа играют крупные поперечные поднятия и выступы. В альпийских прогибах на поперечных поднятиях и выступах размещаются преимущественно газовые и газоконденсатные месторождения, а в герцинских — главным образом нефтяные и нефтегазовые месторождения.

На фоне общих закономерностей формирования зон нефте- или газонакопления становятся понятными различия в размещении крупных нефтяных и крупных газовых месторождений, которые сводятся к следующему [19].

Нефтяные гиганты встречаются и на платформах, и в краевых прогибах, и в межгорных впадинах. Газовые гиганты связаны обычно с положительными крупными структурами платформ. Нефтяные гиганты встречаются, за редким исключением, в чисто нефтеносных зонах или, по крайней мере, в окружении других нефтяных месторождений. Газовые гиганты располагаются в газонефтеносных зонах чаще с преимущественной газоносностью, поэтому в них, обычно в небольших объемах, встречается нефть. Они часто газоконденсатны.

Газовые гиганты очень редко встречаются в самостоятельных локальных структурах. Гигантские газовые залежи — это в основном заполненные газом структуры первого и второго порядков.

Нефтяные гиганты наиболее часто встречаются группами. Газовые же гиганты встречаются поодиночке, и только в редких случаях обнаружены их группы. Нефтяные гиганты в связи с этим приурочены к нефтеносным зонам, газовые гиганты — к газоносным областям.

Выявленные многими исследователями закономерности преимущественно нефте- или газонакопления и ряд общих закономерностей размещения крупных месторождений свидетельствуют о том, что для познания процесса формирования крупных залежей нефти и газа необходимо учитывать ряд критериев — литолого-стратиграфические, геохимические, тектонические, генетические и гидрогеологические. Однако сейчас ясно, что многие из факторов, которые в каждом отдельном случае принимаются в качестве главных критериев формирования крупных месторождений, на самом деле являются обязательной предпосылкой формирования не столько крупных месторождений, сколько месторождений вообще. Эти факторы характеризуют лишь комплекс минимально необходимых условий, обеспечивающих аккумуляцию и сохранность нефтяных и газовых скоплений. В связи с этим представляет интерес поиск каких-то решающих, исключительных факторов, присутствие которых при прочих равных благоприятных условиях определяет формирование крупных месторождений.

При выяснении таких факторов, необходимых для формирования крупных месторождений нефти, прежде всего следует обратить внимание на скорость формирования. Как указывают И. В. Высоцкий с соавторами [3], особенностью ряда, а возможно, и всех гигантских месторождений нефти является большая скорость формирования. Эти исследователи считают, что скорость формирования таких крупнейших месторождений, как Минас и Боливар, составляет соответственно 100—150 и 215 т/год. В то же время скорость формирования залежей с меньшими запасами нефти составляет лишь несколько тонн в год.

Очень важным фактором является неоднократность поступления нефти в ловушки при обеспечении в целом большой скорости формирования.

Крупность зон нефтенакпления находится также в прямой зависимости от масштабов процессов газообразования. Если объемы генерируемого газа очень велики, они могут полностью вытеснить аккумулировавшуюся в ловушке нефть [14]. Таким образом, крупные нефтяные скопления могут формироваться только в отсутствие подавления процессов нефтеобразования процессами газообразования.

Одним из решающих факторов формирования крупных нефтяных залежей являются благоприятные гидродинамические условия, а именно — наличие как можно меньших значений потенциалов [5]. При таких условиях нефть может поступать в ловушки в течение более короткого времени с большей интенсивностью, что позволяет ей проникать в резервуары с ухудшенными коллекторскими свойствами.

Исключительно благоприятными критериями формирования крупных нефтяных месторождений следует считать одновременное развитие в пределах одного и того же района зон активной генерации нефти, ловушек и пластов-коллекторов, которые располагаются во взаимном площадном соприкосновении друг с другом. Примером сочетания таких условий могут служить районы месторождений грабенов Викинг и Центральный в Северном море.

Например, в Центральном грабене формирование группы крупных месторождений было обусловлено одновременным развитием больших, близко расположенных ловушек, хороших пластов-коллекторов и непосредственной близостью зон генерации. Уникальный узел месторождений Экофиска приурочен к развитию пород-коллекторов в отложениях нижнего мела и одновременно к зоне развития зрелых кимериджских глин, продуцирующих УВ [28].

Рассмотрим факторы, оказывающие решающее влияние на формирование крупных газовых месторождений.

Гигантские газовые месторождения образуются разными способами и генетически разнотипны. Многие из рассмотренных выше факторов, контролирующих размещение крупных газовых скоплений, во многом являются лишь благоприятными, но не определяющими формирование крупных газовых скоплений.

Одним из доминирующих факторов, который определяет возможность протекания процесса формирования крупных газовых скоплений, является высокая газонасыщенность пластовых вод. Крупные залежи газа могут возникнуть только путем аккумуляции газа, выделяющегося в свободную фазу из водорастворенного состояния при высокой степени газонасыщенности вод. Такое выделение газа происходит на том этапе развития территории, когда наступает смена погружения региона его длительным подъемом. На этом этапе начинается разгазирование водонапорной системы и высвобождение растворенных в воде газов, которые устремляются в ловушки.

Генерация газа в количествах, необходимых для обеспечения высокой степени газонасыщенности вод, может осуществляться только в жестких термобарических условиях, отвечающих (при геотермическом градиенте $3,6\text{ }^{\circ}\text{C}/100\text{ м}$) глубинам 4000—5000 м. Поэтому еще одним из главнейших факторов, контролирующих формирование крупных газовых скоплений, является большая глубина залегания фундамента. В бассейнах с неглубокими

залеганиями фундамента даже при наличии надежных непроницаемых экранов крупных залежей не встречено, поскольку в таких районах процессы генерации газа происходят настолько неактивно, что не могут привести к образованию объемов газа, достаточных для обеспечения высокой газонасыщенности вод [7].

Важнейшим фактором, определяющим возможность формирования крупных газовых месторождений на разных глубинах, является литологический состав глубоководных толщ и степень дислоцированности газоносных комплексов [7]. В тектонически спокойных бассейнах, глубокие горизонты которых сложены карбонатными или карбонатно-эвапоритовыми образованиями, основные ресурсы газа и гигантские газовые скопления его приурочены к глубоким и сверхглубоким частям разреза (Западный внутренний, Пермский бассейны), а газоносность верхних горизонтов оказывается ничтожной (упомянутые североамериканские бассейны, Урало-Эмбинский район, западные земли Месопотамского бассейна). В таких же спокойных бассейнах, но с преимущественно песчано-глинистым составом глубоколежащих толщ наблюдается противоположная картина: основная газоносность и все гигантские скопления связаны только с приповерхностными горизонтами (Североморский бассейн, восток Днепровско-Донецкого бассейна, Западная Сибирь, Сан-Хуан и др.), тогда как газоносность глубоких горизонтов незначительна. Это объясняется тем, что экраняющие способности карбонатных и эвапоритовых пород при погружении не ухудшаются, тогда как глины на больших глубинах становятся хрупкими. В бассейнах, отличающихся повышенной дислоцированностью пород, независимо от литологического состава разреза, гигантские скопления либо отсутствуют (Южно-Каспийский), либо концентрируются в верхних частях осадочного чехла (восток Месопотамии, Предзагросская складчатая зона, месторождения Пазанун, Ахваз, Биби-Хакиме, Раг-и-Сафид).

В формировании крупнейших зон газонакопления наряду с рассеянной органикой исключительное значение имеет гумусовое вещество, находящееся в концентрированной форме — в виде пластов угля.

Вероятно, одним из важных факторов формирования крупных газовых скоплений следует считать многоэтапность поступления газа в ловушку.

Следует подчеркнуть, что крупные газовые скопления могут формироваться только там, где развиты надежные глинистые или эвапоритовые покрышки и где произошла смена отрицательных тектонических движений положительными, причем для образования крупных газовых залежей в палеозойских отложениях необходимо наличие эвапоритовых экранов.

Изучая вопросы формирования крупных скоплений нефти и газа, надо иметь в виду, что единого, полностью универсального для всех регионов процесса формирования крупных залежей быть не может, хотя и существует ряд общих факторов, контролирующих характер размещения крупных скоплений и определяющих возможность формирования крупных залежей в разных регионах. Сам же процесс формирования крупных залежей как совокупность следующих одно за другим явлений, обусловленных конкретными геологическими условиями, будет разным для отдельных регионов, хотя может иметь место и идентичность процесса. В связи с этим приобретает значение разработка конкретных моделей процесса формирования крупных скоплений для разных регионов, на основе которых можно прогнозировать местоположение в его пределах крупных зон нефтегазонакопления. Примером может

служить представленная в данной книге (см. статью С. П. Максимова и др.) модель процесса формирования крупных месторождений газа в Прикаспийской впадине, которая учитывает конкретную геолого-геохимическую ситуацию. Эта модель разрабатывалась в течение ряда лет [13, 10].

Можно предположить, что разработанная модель может быть применена для объяснения формирования газовых и особенно газоконденсатных месторождений и в некоторых других районах.

Подводя итог вышеизложенному, следует отметить, что, как правило, дифференциация в развитии крупных зон нефте- либо газонакопления предопределяет необходимость рассматривать формирование крупных нефтяных или крупных газовых месторождений как обособленные процессы, которые хотя и являются тесно связанными друг с другом элементами единой системы нефтегазообразования, но контролируются разным сочетанием факторов. В связи с этим для раскрытия законов формирования крупных нефтяных или крупных газовых месторождений главными задачами исследований должны быть, во-первых, более глубокая оценка роли тех решающих факторов, как положительных, так и отрицательных, которые способствовали или препятствовали формированию крупных нефтяных или крупных газовых скоплений; во-вторых, объяснение природы ряда выявленных решающих факторов, сыгравших первостепенную роль в формировании нефтяных и газовых скоплений такого класса; и в-третьих, поиск новых, исключительно важных и в то же время имеющих универсальное значение факторов, которые определяют преимущественное формирование либо крупных нефтяных, либо крупных газовых месторождений.

Для выявления закономерностей и познания законов преимущественного формирования крупных нефтяных месторождений в процессе дальнейших исследований следует учитывать связь месторождений с поднятиями древнего заложения, развитием мощных нефтематеринских толщ и высокой скоростью формирования месторождений. Первые два фактора, как правило, предопределяют принципиальную возможность образования крупных нефтяных месторождений. Однако эти два фактора должны изучаться в определенных аспектах.

Для поиска крупных нефтяных месторождений недостаточно лишь выявления зон развития древних поднятий. Следует иметь в виду, что переформирование (раскрытие) этих древних поднятий на более поздних этапах геологического развития резко снижает возможность сохранения в них крупных залежей нефти. Переформирование поднятий оказывает гораздо большее отрицательное воздействие на нефтяные залежи, чем на газовые, так как последние в силу своей повышенной миграционной способности могут затем скопиться в более отдаленных ловушках, т. е. расформирование газовых залежей нередко приводит к формированию других, более крупных скоплений, тогда как нефть расформировавшихся нефтяных залежей, не встретив в начале своего миграционного пути ловушки, может полностью рассеяться. В связи с этим важной для поиска крупных нефтяных месторождений является постановка исследований по выявлению зон развития тех древних поднятий, пространственная ориентация которых с течением времени не претерпела таких радикальных изменений, которые привели к раскрытию ловушек.

Важным в решении проблемы поиска крупных нефтяных месторождений должно быть не только выявление мощных нефтематеринских толщ,

но и постановка исследований с целью определения, во-первых, возможности отдачи материнскими отложениями имеющихся в них генерационных углеводородов, а во-вторых, наличия благоприятного сочетания материнских и коллекторских толщ, поскольку одним из важнейших условий формирования крупных нефтяных залежей является высокая скорость формирования, что может быть достигнуто при относительно коротких путях миграции. В связи с этим приобретает интерес проведение исследований, направленных на выяснение степени воздействия вторичных процессов на нефтематеринские отложения. Те из них, которые не претерпели изменений, снизивших их реализующие способности (например, окремнение), могут рассматриваться в качестве источников генерации нефтяных флюидов в количествах, достаточных для формирования крупных месторождений. Как исключительно важные должны рассматриваться исследования, направленные на выявление резервуаров для аккумуляции нефти либо в самих материнских толщах, либо в отложениях, непосредственно контактирующих с ними. В противном случае условия для формирования крупных нефтяных залежей не создаются, как это, например, имеет место в мощной материнской свите майкопа Предкавказья, где отсутствуют пласты-коллекторы.

Большой практический интерес представляет выявление зон развития АВПД, так как высокие давления способствуют ускорению процесса миграции нефти и созданию условий для ее проникновения даже в резервуары с невысокими коллекторскими свойствами, что увеличивает возможность формирования крупных месторождений.

При постановке исследований по выявлению крупных зон газонакопления следует исходить из той основной предпосылки, что подобные зоны формируются в условиях высокой газонасыщенности пластовых вод в районах, где длительное прогибание сменяется достаточно быстрым воздыманием, сопровождающимся бурным выделением растворенного в воде газа. В связи с этим важнейшее значение приобретают исследования, во-первых, направленные на выявление условий, которые способствовали генерации больших количеств газа и его растворению в водах, а во-вторых, дающие возможность определить направление движения водонапорных систем с целью выявления районов максимального накопления в прошлом газонасыщенных вод. Именно в этих районах особый интерес приобретают исследования по выделению участков, где прогибание сменилось воздыманием.

Решение поставленных выше задач, связанных с раскрытием законов формирования и поиска крупных нефтяных и газовых скоплений, может быть достигнуто путем построения серии одномасштабных палеокарт, отображающих конфигурацию основных структурных поверхностей, развитие нефтегазоматеринских толщ и экранирующих поверхностей и гидрогеологическую обстановку изучаемых регионов на разных этапах их геологического развития. Исключительно важными следует считать исследования по обобщению данных геотермии, использованию всех имеющихся и разработке новых методов определения палеотемператур с целью построения как можно более детальных карт палеотемператур. Необходимо также осуществить детальный сравнительный анализ геолого-геохимических и гидрогеологических особенностей концентрации как можно большего числа отдельных крупных месторождений и зон нефтегазонакопления в основных продуктивных толщах, стратиграфических комплексах, тектонических элементах. Это позволит создать набор моделей подобия процессов формирования крупных месторож-

дений, т. е. моделей, описывающих процессы формирования месторождений, близких одно другому по геологической обстановке. С помощью таких наборов моделей можно будет предположить ход процессов формирования, а значит, и местоположение крупных месторождений в новых районах.

Учитывая современное состояние задачи поисков нефтяных и газовых месторождений, дальнейшие исследования по проблеме формирования крупных ЗНГН следует связывать с двумя главными направлениями. Первое из них заключается в интенсификации работ по изучению условий формирования крупных месторождений в пределах новых регионов, прежде всего в Восточной Сибири, Прикаспийской впадине и Тимано-Печорской провинции, а второе — в обобщении материалов по формированию крупных зон нефтегазоаккумуляции в пределах морских акваторий, особенно в грабенообразных впадинах.

Для Восточной Сибири на первый план выдвигается постановка исследований, направленных на выяснение потенциала развитых здесь нефтегазоматеринских толщ. Необходимо осуществить обоснованные расчеты, которые позволили бы в принципе ответить на вопрос о том, достаточным ли было количество ОВ в материнских толщах и существовали ли необходимые условия для его реализации в объемах, необходимых для формирования крупных месторождений. Безусловно, актуальным для этого региона является проведение исследований по выявлению роли траппового магматизма, определению степени его созидающего и разрушающего воздействия на процессы нефтегазообразования. Поиск в Восточной Сибири крупных месторождений, особенно газовых и газоконденсатных, должен также связываться с проведением исследований, направленных на выявление эффективных экранирующих толщ.

Для Прикаспийской впадины важнейшей задачей является разработка теоретических обоснований возможности формирования крупных нефтяных и газоконденсатных скоплений в ее внутренних районах.

В Тимано-Печорской провинции важной является проблема концентрации поисков крупных скоплений в малоизученных, но перспективных комплексах. К такому относится, прежде всего, нижнефранско-среднедевонская толща в северных районах провинции. Задача состоит в трассировании терригенных отложений среднего девона на глубинах 4—5 км и зон выклинивания, где могут быть выявлены крупные месторождения. Второй заслуживающей внимания толщей является верхнедевонский карбонатный комплекс в системе Вангыро-Вишерских прогибов.

Поиск крупных зон газоаккумуляции в этой провинции следует связывать с выявлением таких районов в пределах Предуральского краевого прогиба, где осадочные толщи, главным образом раннепермско-каменноугольного возраста, претерпели интенсивное вздымание, в результате чего создались благоприятные условия для выделения газа из пластовых вод.

Кроме того, исследования необходимо направить на выяснение продуктивности мощных толщ триасовых отложений Предуральского краевого прогиба, а также на выявление крупных зон нефтегазоаккумуляции в нижнепалеозойских отложениях северных районов провинции.

В связи с тем, что в последние десятилетия на шельфах морей было открыто много крупных месторождений нефти и газа, важной задачей является систематизация и анализ материалов, характеризующих специфику условий формирования крупных месторождений вне пределов суши.



4544

поскольку, как правило, открытие именно крупных месторождений обеспечивает рентабельность производства дорогостоящих поисково-разведочных операций в условиях моря. В связи с тем, что на современной стадии геологической изученности земного шара основным резервом поиска месторождений нефти и газа являются морские бассейны, решение задачи целенаправленного поиска в их пределах крупных скоплений имеет первостепенное значение.

В заключение отметим, что в настоящей статье при изложении взглядов различных исследователей использовались термины, определяющие крупность месторождений, которые ими и употреблялись, — супергиганты, гиганты, крупнейшие, крупные. В связи с тем, что каждый автор вкладывал в понятие крупности свое содержание, один и тот же термин нередко обозначает разные по величине месторождения. Лишь понятие супергигантских месторождений, видимо, почти идентично у всех исследователей, так как в этом случае имеется в виду несколько открытых на земном шаре уникальных месторождений нефти и газа. Универсальной классификации месторождений меньшего класса по крупности нет и вряд ли ее можно создать, хотя бы потому, что само понятие «крупность», во-первых, меняется во времени, а во-вторых, оно может быть разным для различных регионов.

Можно, конечно, согласиться или не согласиться с тем, что высокая степень изученности богатейших и богатых нефтью и газом бассейнов земного шара делает маловероятной (или практически исключает) возможность выявления новых гигантских, а тем более супергигантских месторождений [3], но следует признать, что трансформация понятия крупности месторождений будет иметь место. Поэтому, изучая проблему формирования крупных месторождений и их поиска, следует иметь в виду не обычные месторождения, а такие, изучение которых может существенным образом продвинуть вперед решение этой проблемы. Такие месторождения и следует относить к классу крупных.

ЛИТЕРАТУРА

1. Бакиров А. А. Общие закономерности формирования концентраций нефтегазонакопления и поисковые их критерии. — В кн.: Критерии поисков зон нефтегазонакопления. М.: Наука, 1979, с. 5—29.
2. Варенцов М. И., Дорошко С. М., Дитмар В. И., Куренков Н. Г. Закономерности размещения зон нефтегазонакопления в краевых прогибах. — В кн.: Критерии поисков зон нефтегазонакопления. М.: Наука, 1979, с. 65—69.
3. Высоцкий И. В., Оленин В. Б., Серегин А. М., Соколов Б. А. Оптимальные условия аккумуляции углеводородов в нефтегазоносных бассейнах. — Геология нефти и газа, 1978, № 7, с. 46—50.
4. Дьяков Б. Ф. К вопросу об автономных нефтегазоносных геологических системах. — В кн.: Критерии поисков зон нефтегазонакопления. М.: Наука, 1979, с. 94—97.
5. Ишаев У. Г., Свищев М. Ф. Особенности строения и формирования нефтяной залежи в горизонте БС₈ Правдинского месторождения. — Геология нефти и газа, 1978, № 9, с. 23—25.
6. Клемм Х. Д. Геотермические градиенты, тепловые потоки и нефтегазоносность. — В кн.: Нефтегазоносность и глобальная тектоника. М.: Недра, 1978, с. 176—208.
7. Куликов П. К. Генетические типы и механизм образования гигантских газовых месторождений. — Сов. геология, 1976, № 7, с. 15—24.
8. Лазарев В. С., Наливкин В. Д., Сверчков Г. Л. Распределение и прогноз районов нефтегазонакопления. — В кн.: Критерии поисков зон нефтегазонакопления. М.: Наука, 1979, с. 50—53.

9. Максимов С. П. Закономерности размещения и условия формирования залежей нефти и газа в палеозойских отложениях. М.: Недра, 1964. 485 с.
10. Максимов С. П., Ботнева Т. А., Еременко Н. А. и др. Органическое вещество и цикличность нефтегазообразования. — Сов. геология, 1979, № 4, с. 3—17.
11. Максимов С. П., Дикенштейн Г. Х., Лаврушко И. П. и др. Геологические предпосылки прогнозирования скоплений углеводородов. — В кн.: Критерии поисков зон нефтегазоаккумуляции. М.: Наука, 1979, с. 54—57.
12. Максимов С. П., Ларская Е. С., Сухова А. Н. Стадийность образования Оренбургского газоконденсатного месторождения. — Геология нефти и газа, 1979, № 2, с. 26—32.
13. Максимов С. П., Ларская Е. С., Хаханова И. Н. О формировании Оренбургского газоконденсатного месторождения. — Геология нефти и газа, 1976, № 11, с. 11—22.
14. Максимов С. П., Строганов В. П. Условия раздельного формирования зон нефти- и газонакопления. — В кн.: Условия раздельного формирования зон нефти- и газонакопления в земной коре. Тюмень, 1978, с. 5—19. (Тр. Зап.-Сиб. науч.-исслед. геол.-развед. нефт. ин-та; Вып. 137).
15. Моделевский М. С., Высоцкий В. И., Голенкова Н. П. и др. Зоны крупных концентраций ресурсов нефти и газа и некоторые закономерности их размещения в зарубежных странах. — В кн.: Критерии поисков зон нефтегазоаккумуляции. М.: Наука, 1979, с. 119—124.
16. Муди Дж. Д. Размещение и особенности геологического строения нефтяных месторождений-гигантов. — В кн.: Нефтегазоносность и глобальная тектоника. М.: Недра, 1980, с. 209—220.
17. Нестеров И. И., Потеряев А. Г., Потеряева В. В. и др. Региональные факторы, контролирующие формирование и пространственное обособление зон преимущественного газо- и нефтенакпления в седиментационных бассейнах. — В кн.: Условия раздельного формирования зон нефти- и газонакопления в земной коре. Тюмень, 1978, с. 29—37. (Тр. Зап.-Сиб. науч.-исслед. геол.-развед. нефт. ин-та; Вып. 137).
18. Нестеров И. И., Потеряева В. В., Салманов Ф. К. Закономерности распределения крупных месторождений нефти и газа в земной коре. М.: Недра, 1975. 76 с.
19. Никонов В. Ф. Некоторые важные критерии поисков нефтяных и газовых месторождений-гигантов. — Геология нефти и газа, 1975, № 4, с. 10—14.
20. Потеряев А. Г. Некоторые особенности распространения крупных и гигантских залежей природного газа. — В кн.: Литологические критерии и прогноз нефтегазоносности. Тюмень, 1973, с. 84—122. (Тр. Зап.-Сиб. науч.-исслед. геол.-развед. нефт. ин-та; Вып. 66).
21. Раабен В. Ф. Размещение нефти и газа в регионах мира. М.: Наука, 1978. 65 с.
22. Соловьев Н. Н. О причинах уникальной концентрации нефти (и газа) в нефтегазоносном бассейне Персидского залива. — Геология нефти и газа, 1980, № 8, с. 48—54.
23. Успенская Н. Ю. Месторождения-гиганты, их значение в оценке ресурсов нефти и газа и особенности формирования. — Геология нефти и газа, 1972, № 8, с. 1—8.
24. Успенская Н. Ю. Шарнирные зоны как поисковый критерий месторождений нефти и газа. — В кн.: Критерии поисков зон нефтегазоаккумуляции. М.: Наука, 1979, с. 232—236.
25. Хэлбути М., Кинг Р., Клемм Х., Шабат Т. Факторы, обусловившие формирование нефтяных и газовых месторождений-гигантов. Классификация бассейнов. — В кн.: Геология гигантских месторождений нефти и газа. М.: Мир, 1973, с. 410—431.
26. Browing J. M. Facts and principles of Latin America oil occurrence. — In: Facts and principles of World Petroleum Occurrence / Ed. A. D. Miall. Calgary, Alberta, Canada: Canad. Soc. of Petrol. Geologists, 1980, p. 823—855.
27. Moody J. D. Structural controls of giant oil accumulations. — In: Facts and principles of World Petroleum Occurrence / Ed. A. D. Miall. Calgary, Alberta, Canada: Canad. Soc. of Petrol. Geologists, 1980, p. 963—995.
28. Ziegler P. A. Northwest European basin: Geology and Hydrocarbon provinces. — In: Facts and principles of World Petroleum Occurrence / Ed. A. D. Miall. Calgary, Alberta, Canada: Canad. Soc. of Petrol. Geologists, 1980, p. 653—701.

Д. Л. Федоров

ПРЕДПОСЫЛКИ ФОРМИРОВАНИЯ КРУПНЫХ ЗОН НЕФТЕГАЗОНАКОПЛЕНИЯ НА СТЫКАХ ДРЕВНИХ И МОЛОДЫХ ПЛИТ

Стык древних и молодых плит, как правило, относится к особому типу структур земной коры, отвечая в историческом плане ее подвижным поясам. Как показал анализ влияния показателей нефтегазоносности на удельные запасы, выполненный С. П. Максимовым с соавторами, средний уровень удельных запасов в подвижных поясах (19,5 тыс. т/км³) значительно превышает таковые на платформах (9,6 тыс. т/км³).

Зоны сочленения древних и молодых плит охватывают краевые платформенные прогибы и части перикратонных впадин на границе с геосинклинальными или протогеосинклинальными областями и прилегающие участки последних. По мнению Н. А. Штрейса с соавторами [4], структуры этой категории не принадлежат ни к геосинклинальным, ни к платформенным. Они возникают в результате воздействия вначале геосинклинальных, а затем складчатых зон на платформы и представляют собой пограничные структурные образования. Воздействие сопряженных горноскладчатых сооружений, ставших впоследствии основанием молодых платформ, на окраинные части древних платформ выразилось в линейной зональности, в общем параллельной простиранию складчатых сооружений. С этой зональностью в геологическом строении связывается и общая схема нефтегазоносности в областях стыка древних и молодых плит.

Для подтверждения высокой концентрации нефтегазоносности в пограничных зонах сошлемся также на данные В. П. Якуцени [5], обратившей внимание на формирование здесь зон интенсивного газонакопления. По результатам анализа мирового статистического материала оказалось, что из 204 наиболее крупных газовых месторождений на земном шаре 94 месторождения приурочены к зонам стыка платформ и геосинклиналей. На втором месте (65 месторождений) идут внутриплатформенные впадины. Что касается нефтяных месторождений, то из 22 месторождений, содержащих в виде растворенного в нефти попутного газа и газа в виде газовых шапок суммарно не менее 50 млрд. м³, 19 связаны с пограничными территориями.

Высокая концентрация скоплений УВ в пограничных зонах связана, с точки зрения автора, с сочетанием здесь благоприятных тектонических, литологических и гидрогеохимических предпосылок нефтегазоносности. Покажем это на примере зоны сочленения древней Восточно-Европейской платформы с молодыми Скифской и Туранской плитами. Как известно, в этом районе расположены такие месторождения, как Астраханское, Тенгизское, Жанажольское.

Древняя платформа представлена здесь Прикаспийской впадиной — гигантской чашеобразной структурой, сформировавшейся на юго-восточном опущенном углу платформы. С юга и востока впадина ограничена Донбасско-Южно-Уральскими варисцидами, прошедшими стадии развития: рифтоген—миогеосинклиналь—ороген—молодая плита (Скифская и Туранская). По этим признакам связанный с Прикаспийской впадиной нефтегазоносный бассейн относится, согласно классификации Б. А. Соколова [2], к периплат-

форменно-складчатым бассейнам, приуроченным к областям прогибания на стыке с эпигеосинклинально-складчатыми зонами.

Важнейшей тектонической предпосылкой формирования крупных зон нефтегазонакопления на платформенно-складчатом борту Прикаспийской впадины является существование здесь крупных систем поднятий. Как показали авторы, эти системы поднятий генетически связаны с оформлением самой зоны сочленения платформ и эпигеосинклинально-складчатых территорий и характерны для большинства из них.

Понятие о платформенно-складчатых бортах Прикаспийской впадины сложилось применительно к условиям залегания варисского мегакомплекса. По одну сторону от шовной зоны дробления и осадочного чехла, выраженной системами региональных разломов и сопутствующих им фронтальных взбросов, надвигов и покровов, палеозойские отложения варисского мегакомплекса представлены чередованием слабодислоцированных карбонатных и терригенных формаций средней мощности, перекрытых кунгурской эвапоритовой формацией. По другую сторону мощность синхронных отложений существенно возрастает, как правило, резко усиливается их дислоцированность, увеличивается доля терригенных формаций, а в роли покровного чехла выступают спокойно залегающие, но с очень большим перерывом, мезозойские отложения.

При любом механизме образования Прикаспийской перикратонной впадины, связанном либо с внутриконтинентальными раздвигами вплоть до обнажения океанической коры, либо с подъемом аномалийной легкой мантии и компенсирующим проседанием осадочного чехла, эпицентр прогибания находился в центральной части впадины (Центральноприкаспийская депрессия). От этого эпицентра и поверхность фундамента и осадочные образования палеозоя испытывали устойчивую тенденцию к воздыманию к бортам впадины, как к северному и западному, так и к южному и восточному. Далее, однако, картина менялась. Если на северном и западном бортах, в пределах которых одна часть древней платформы граничит с другой, общая тенденция к подъему фундамента и всех горизонтов осадочного чехла после флексурного уступа сохранялась как в сторону Волго-Уральской, так и в сторону Воронежской антеклиз, то южный и восточный современные борта развивались иначе.

За приподнятыми относительно Центральноприкаспийской депрессии бортами древней платформы на протяжении большей части варисского этапа развития земной коры располагались ветви Средиземноморско-Азиатского и Урало-Монгольского геосинклинальных поясов со стойкой тенденцией к прогибанию земной коры. История геологического формирования краевых структур древней платформы была тесно связана с геологической историей этих геосинклинальных поясов. В общем виде эта история включает три главных этапа, выделенных Б. А. Соколовым и О. В. Япаскуртом [3] и характерных для протогеосинклиналей.

На первом, рифтогенном, этапе, охватывающем верхи позднего протерозоя и низы палеозоя, приподнятые южный и восточный борта впадины играли роль своеобразных «плечей», расположенных еще южнее и, соответственно, восточнее рифтогенно...

На втором, миогеосинклинально-перикратонном, этапе, охватывающем большую часть палеозоя, интенсивно развивались Скифский и Туранский фрагменты геосинклинальных поясов, затягивая в перикратонное прогибание

прилегающие части платформы. В это время прилегающие друг к другу части древней и молодой платформ принадлежали к единому крупнейшему ареалу прогибания земной коры, хотя и на этом этапе существовал втянутый в прогибание, но морфологически выраженный структурный барьер между внутриплатформенным и геосинклинальными эпицентрами прогибания.

На третьем, орогенно-складчатом, этапе, отвечающем позднему карбону—перми, происходили замыкание и складкообразование многогеосинклиналей и образование на флангах орогена предгорных прогибов типа Предмугоджарского и Преддонецкого. Орогенические складчатые системы замкнули с юга и востока зону собственно Прикаспийского прогибания. Продукты разрушения возвышенностей складчатой системы накапливались в виде мощной сероцветной молассы в предгорных прогибах, вошедших в состав Прикаспийской впадины. Наложившись на южные и восточные склоны выступов, разделявших на первом этапе внутриплатформенный и окраинный рифтогенный эпицентры прогибания, предгорные прогибы подчеркнули морфологическую выраженность выступов.

Таковы были тектонические предпосылки формирования крупной системы поднятий в южной и восточной прибортовых частях Прикаспийской впадины. Протягиваясь на расстояние около 1000 км от Астрахани на юго-западе впадины до Актюбинска на северо-востоке, система поднятий получила название Астраханско-Актюбинской. Амплитуда погружения поверхности фундамента по обе стороны от системы выступов составляет не менее 5 км. Глубина залегания кровли подсолевых палеозойских отложений — 3,5—6 км.

Располагаясь как первый геоструктурный барьер на путях миграции флюидов из зон развития огромных мощностей осадочных пород, каковыми являлись окраинные рифтоподобные трог и многогеосинклинали, ловушки, сопутствующие названным выступам, способны были аккумулировать основную массу УВ, дальнейшая сохранность которых зависела уже от литологических предпосылок (прежде всего покровышек). Такие особенности строения, как резкое сближение в приосевых частях сводов сейсмических горизонтов Φ и Π_3 , говорящее о существенном сокращении мощности девонских отложений, отсутствие в разрезе каменноугольных и нижнепермских отложений, устанавливаемое по данным бурения, указывают на то, что ловушки Астраханско-Актюбинской системы поднятий длительное время играли роль тупиковых для аккумуляции УВ вначале из многогеосинклиналей, а затем из центральных районов Прикаспийской впадины и предгорных прогибов. Здесь огромные объемы пород, обогащенных гумусовой и сапропелевой органикой, прошли через ГЗН. Естественно, что миграция УВ из многогеосинклиналей в краевые части платформы была возможна лишь до начала складкообразовательных движений.

Решающая роль тектонических условий в размещении и формировании залежей нефти и газа предопределяется тем, что они, помимо непосредственного влияния на нефтегазоносность через структуры и тектонические движения, их создающие, в большей степени контролируют направленность процессов, обуславливающих литологические, гидро- и геохимические предпосылки нефтегазоносности.

В последнее время в Нижневолжском НИИГГ были выполнены широкие формационные исследования, результатом которых явилось создание целой серии седиментационных моделей рассматриваемой территории от среднего

девона (живетский этап) до артинского яруса перми включительно. Эти модели позволили выявить общие закономерности пространственного размещения палеозойских формаций и тем самым с большей определенностью наметить особенности эволюции осадконакопления периконтинентной окраины в среднем и позднем палеозое.

В среднем—начале позднего девона на территории периконтинентной окраины преобладал терригенный тип седиментации с формированием континентально-морских терригенных и морских терригенно-карбонатных формаций, сменяющих друг друга с северо-запада на юго-восток по мере перехода во внутренние районы Прикаспийской впадины. Особенно широкое развитие терригенные формации получили на пашийской трансгрессивной стадии, когда многие крупные выступы восточной и южной периферии окраины (Соль-Илецкий, Караулкельдинский, Биикжальский, или Шукатский, Астраханский и др.), по представлениям автора, являлись островными сушами и интенсивно размывались, поставляя на соседние площади обломочный материал. Во время расширения трансгрессий (ардатовское, муллинское время) на отдельных приподнятых участках (Оренбургский) шло накопление морских карбонатных осадков. На данном этапе седиментационно обособляется миогеосинклинальная зона Уральских варисцид, где шло накопление более тонких и более глубоководных терригенных формаций за счет поступления материала из внутренних районов.

В позднем девоне — раннем карбоне в связи с расширением трансгрессий для большей части периконтинентной окраины (платформенная часть) преобладающим становится карбонатный тип осадконакопления с формированием мелководных слоистых, морских карбонатных, терригенно-карбонатных и бассейновых формаций (в том числе кремнисто-глинисто-карбонатных), приуроченных к периферии и к внутренним районам Прикаспийской впадины. Исключение составляют районы Задонского и Соль-Илецкого выступов, где для позднего девона характерно накопление терригенных осадков.

В северо-западной части окраины на позднедевонском этапе седиментации обособляются карбонатные шельфы (среднепозднефранский, фаменско-раннекаменноугольный) с развитием в их краевых частях рифогенных субформаций. Характерно появление карбонатной мелководной слоистой формации на крупных выступах южной и, вероятно, восточной периферии окраины (Каратонский, Тенгизский, Астраханский, Жаркамышский, Темирский). В Уральской миогеосинклинальной зоне (включая и Южно-Эмбинский участок) на данном этапе формировалась мощная горно-прибрежная терригенная формация, захватившая вследствие перекомпенсации и прилегающую платформенную полосу к северо-востоку от Каратонского выступа. В зоне южных варисцид (район кряжа Карпинского) по аналогии с Донбассом в позднем девоне — раннем карбоне есть основание предполагать накопление терригенно-карбонатной субплатформенной формации.

На последующих этапах каменноугольного осадконакопления для периконтинентной окраины характерно чередование периодов терригенной и карбонатной седиментации с большей продолжительностью последних.

Наиболее древний в карбоне этап терригенного осадконакопления связан с началом средневизейской трансгрессии и более четко фиксируется в бобриковском времени. Для этого этапа устанавливается развитие двух терригенных формаций: континентально-морской на северо-западе окраины и

горно-прибрежной на юго-востоке, между которыми располагалась обширная зона развития морской терригенно-карбонатной формации. На Каратонском выступе наблюдается переход последней в карбонатную мелководную формацию, что, по-видимому, свойственно и другим выступам южной периферии рассматриваемой территории.

Второй этап преимущественно терригенного осадконакопления на периконтинентной окраине падает на довольно значительный период позднебашкирско-раннемосковского времени. На этом этапе особенно широкое развитие получила платформенная терригенная формация, занимающая большую северо-западную часть окраины, центральную часть Прикаспийской впадины и район Сарпинского прогиба. Другой тип терригенных формаций — морская терригенная флишoidная — приурочен к миогеосинклинальным зонам Уральских и Южных варисцид. Широкое развитие на данном этапе получила и морская терригенно-карбонатная формация, на Оренбургском и Южно-Эмбинско-Жаназольском участках частично или полностью замещающаяся карбонатной мелководной формацией.

Карбонатный этап каменноугольного осадконакопления наиболее ярко проявился на отрезке поздневизейско-раннебашкирского времени, обусловив на значительных северо-западной и северной частях окраины формирование карбонатной мелководной слоистой формации. Характерны распространение этой формации на целом ряде поднятий Астраханско-Актюбинской краевой зоны (Астраханский свод, Каратонский, Тенгизский выступы, Жаркамысский, Темирский своды) и приуроченность к ним биогермных образований. На значительной территории Прикаспийской впадины данная формация, по-видимому, замещена бассейновой кремнисто-глинисто-карбонатной формацией.

Качественно новый этап осадконакопления на перикратонной окраине связан с позднекаменноугольно-раннепермским орогенезом в соседних геосинклиналях и с соответствующим образованием на их периферии краевых (предгорных) прогибов, обусловивших появление здесь новой терригенной нижнемолассовой формации. На этом этапе особенно четко обозначилась граница раннепермского (докунгурского) карбонатного шельфа и в целом Прикаспийской впадины как области интенсивного прогибания и накопления на большей части ее территории бассейновых кремнисто-глинисто-карбонатных формаций.

Таким образом, древняя периконтинентная окраина, соответствующая в современном плане крупным геоструктурным элементам, лежащим по обе стороны от зоны сочленения эпикарельской Восточно-Европейской платформы и эпиварисской Скифско-Туранской плиты, характеризуется исключительно благоприятным для нефтегазоносности сочетанием в разрезе генерирующих, аккумулирующих и запирающих (покрышек) формаций. В качестве первых выступают прежде всего мощные толщи сероцветных терригенных отложений в разрезах верхнего девона, нижнего, среднего и верхнего карбона и нижней перми. В качестве вторых — толщи мелководных известняков в разрезах верхнего девона, нижнего, среднего и верхнего карбона. Зоны развития терригенных и карбонатных формаций чередуются как в плане, так и по вертикали, а галогенная формация сплошным чехлом перекрывает всю территорию.

Широкое распространение полей развития мелководных карбонатных формаций во внутренней южной и восточной прибортовых зонах впадины

как раз связано с наличием «долгоживущих» крупных выступов, обеспечивших мелководные условия седиментации в субокеаническом бассейне.

Повсеместно, где пробуренные скважины вскрыли во внутренней части впадины мелководные известняки в контурах ловушек разных генетических типов, они оказались продуктивными. Установлено также, что фазовый и химический состав флюидов в ловушках весьма своеобразный. Как правило, это газоконденсатные смеси с соотношением жидкой и газовой фаз в порциях 0,5:1 или 1:1 (т. е. содержание конденсата исключительно высоко) или нефтегазовые залежи, т. е. нефтяные с очень высоким газовым фактором. Во всех случаях устанавливается высокое содержание в смеси природных газов сероводорода, а в ряде случаев и углекислого газа.

Большие площади и амплитуды ловушек, высокие емкостные свойства карбонатных коллекторов, надежные покрышки — все эти факторы обусловили соответствующие масштабы скоплений. Уже выявленные газоконденсатные и нефтегазовые месторождения Астраханское, Тенгизское, Жанажольское, Кенкиякское, очевидно, составляют лишь какую-то часть от обширной крупной зоны нефтегазонакопления на территории стыка древней и молодой плит.

На ее продолжении в северном направлении известна зона газонакопления на стыке пограничных структур Предуральского прогиба и передовых складок Урала, к которой принадлежит Вуктыльское месторождение. На стыке юго-восточной части Днепровско-Донецкой платформенной впадины и эвварисского складчатого Донбасса выявлена крупная зона газонакопления с Машевским, Шебелинским, Ефремовским, Западно-Крестищенским месторождениями. В зоне сочленения Среднеевропейской впадины с обрамляющими ее складчатыми варисцидами располагаются крупнейшие в Центральной Европе газовые месторождения Гронинген и Зальцведель-Пекензен. Наконец, крупнейшая на земном шаре область нефтегазонакопления Персидского залива пространственно тяготеет к стыку Месопотамского предгорного прогиба древней Аравийской платформы и складчатого Загроса.

Все сказанное подтверждает ранее сделанный на гораздо более ограниченном фактическом материале вывод В. П. Маркевича [1] о том, что наиболее перспективными на земном шаре являются части платформ, тяготеющие к их «активному» борту, примаикающему к складчатым структурам — бывшим геосинклиналям. Поэтому при общих значительных перспективах поисков залежей нефти, газа и конденсата в подсолевых отложениях Прикаспийской впадины наибольшими возможностями обладают ее южный и восточный платформенно-складчатые борты.

ЛИТЕРАТУРА

1. Маркевич В. П. История геологического развития и нефтегазоносность Западно-Сибирской низменности. М.: Наука, 1966, 245 с.
2. Соколов Б. А. Палеотектонический контроль нефтегазообразования и нефтегазонакопления в платформенных условиях. — В кн.: Палеотектоника и палеогеоморфология в нефтяной геологии. М.: Наука, 1978, с. 26—29.
3. Соколов Б. А., Янакурт О. В. Нефтегазоносность западной периферии Верхоянского складчатого сооружения и сопряженной окраины Сибирской платформы. — Геология нефти и газа, 1982, № 6, с. 10—15.
4. Штрейс Н. А., Марков М. С., Моссаковский А. А. Тектоника складчатых сооружений. — В кн.: Тектоника в исследованиях Геологического института АН СССР. М.: Наука, 1980, с. 29—94.
5. Якуцени В. П. Закономерности размещения зон интенсивного газонакопления в осадочном чехле. — Сов. геология, 1980, № 5, с. 30—40.

Б. А. Соколов

РОЛЬ ОЧАГОВ НЕФТЕГАЗООБРАЗОВАНИЯ В ФОРМИРОВАНИИ КРУПНЫХ ЗОН НЕФТЕГАЗОНАКОПЛЕНИЯ

Одним из важнейших достижений теоретической нефтегазовой геологии последних 15 лет является теория стадийности нефтегазообразования и представления о ГФН [1] и ГЗН [2]. Нефтегазоносность стала рассматриваться как свойство осадочного бассейна, его качественное состояние, возникающее на определенных этапах его развития, когда нефтематеринские отложения попадают в условия, благоприятные для нефтеобразования, т. е. в ГЗН. Глубинное положение этой зоны обычно отвечает температурному интервалу от 60 до 150 °С, где происходит активная генерация нефтяных УВ.

Поэтому нефтегазоносный бассейн — это осадочный бассейн, превратившийся в нефтегазоносный в определенный исторический момент своего существования, когда накопленная мощность отложений приводит к погружению генерационных толщ на глубину в несколько километров, достаточную для попадания в зону действия ГФН. Это погружение предопределяет трансформацию нефтегазоматеринских отложений в нефтегазопроизводящие и появление в бассейне ОНГО, под которым предлагается понимать часть генерационных отложений, находящихся в условиях ГЗН. Очагу нефтегазообразования в пространстве отвечает вполне конкретный объем нефтегазогенерационных пород, а на карте — определенная площадь, представляющая собой проекцию контура этого объема на плоскость.

Очаг нефтегазообразования зарождается в наиболее быстро прогибающейся части бассейна. Размеры и форма его постоянно изменяются. Вначале он будет иметь вид небольшого пятна округлой, эллипсоидальной или амебообразной формы. Это пятно разрастается и отвечает днищу осадочного бассейна. Дальнейшее прогибание способствует погружению нефтегазопроизводящей толщи, выходу ее из зоны действия ГФН и вхождению в зону преимущественного газообразования. Это приводит к тому, что ОНГО приобретает форму кольца, смещающегося к периферии бассейна, а его центральная часть, исчерпав свой нефтяной потенциал, становится в основном генератором газа. В дальнейшем площадь кольца постепенно сокращается до полного исчезновения, что свидетельствует о выходе генерационной толщи из зоны ГФН и превращении очага нефтегазообразования в очаг газообразования.

Определяющее влияние на общую картину образования скоплений нефти и газа оказывает количество нефтегазоматеринских толщ, находящихся или находившихся в зоне действия ГФН. От этого будет зависеть количество ОНГО в разрезе бассейна. Следует различать моно- и полигенерационные нефтегазоносные бассейны. В первом случае бассейн будет иметь одну нефтегазогенерационную толщу и являться одноочаговым, во втором — несколько толщ генерации сделают бассейн многоочаговым.

Таким образом, появление и развитие очага (или очагов) нефтегазообразования в пределах осадочного бассейна, являющегося естественной динамической целостной историко-геологической автономной системой,

предопределяют создание условий нефтегазообразования и нефтегазо-накопления, а также переформирования и разрушения залежей УВ. Эволюция очага (очагов) нефтегазообразования приводит к тому, что осадочный бассейн вначале может быть лишь газоносным, затем нефтегазоносным, газонепфтегазоконденсатным. Полное исчерпание генетических возможностей очага (очагов) приводит бассейн в категорию остаточно-нефтегазоносного и даже фантомного, когда некоторое количество месторождений сохраняется, а сами очаги, давшие им существование, вместе с бассейном разрушаются и исчезают, трансформируясь в горное сооружение.

Из сказанного следует, что оценка конкретной нефтегазоносности осадочного бассейна и анализ формирования крупных зон нефтегазоаккумуляции должны базироваться в первую очередь на выявлении геолого-геохимических и эволюционно-динамических условий существования ОНГО и его строения. Все другие необходимые условия, определяющие нефтегазоносность, такие, как коллекторы, покрышки, типы и размеры ловушек, не потеряли своего значения, но их роль необходимо рассматривать с позиций пространственно-временного соответствия с местом нахождения ОНГО и временем интенсивной генерации им УВ.

Обязательным условием формирования крупных зон нефтегазоаккумуляции является пространственное совпадение последних с ОНГО. Необходимо также, чтобы зоны нефтегазоаккумуляции были сформированы или до появления ОНГО или хотя бы одновременно с ними. Анализ размещения крупных нефтегазовых месторождений показывает, что все они находятся или во внутренних частях, или по периферии областей мощного прогибания, являющегося ОНГО, и время образования ловушек этих месторождений предшествовало началу массовой генерации УВ этими очагами. В качестве примера можно привести условия формирования газоконденсатного месторождения Астраханского свода. Как показали очень интересные исследования А. М. Кондратьева с соавторами [3], источником нефтяных УВ месторождения является ОВ карбонатных отложений верхнего девона — среднего карбона, непосредственно участвующих в строении свода. Нефтяная палеозалежь сформировалась при температуре, превышающей 100 °С, в юрское время за счет вертикальной миграции из подстилающих палеозойских известняков. Другими словами, ОНГО выступает здесь в виде «нефтегенерационного столба». Газоконденсатная залежь образовалась позже за счет поступления газа из расположенного непосредственно к западу от Астраханского свода мощного комплекса пород среднего и верхнего палеозоя Сарпинского прогиба.

Другим примером может служить одно из крупнейших месторождений Китая — Дацинг, приуроченное к центральной части очага нефтегазообразования бассейна Сунляо (рис. 1). Данные по 9 основным бассейнам Китая показывают, что удаление месторождений от очагов генерации — 15—60 км.

В истории существования очага нефтегазообразования можно выделить три стадии: начальную (конструктивную), главную (генерационную) и завершающую (трансформационную). На начальной стадии закладываются основные качественные и количественные параметры будущего очага нефтегазообразования. Тип ОВ (алиновый или арконовый), его количество, литолого-фациальные и палеогеографические обстановки захоронения — все это предопределяет величину нефтегазоматеринского потенциала очага нефте-



Рис. 1. Положение месторождений в бассейне Сунляо

1 — нефтяные месторождения; 2 — очаг генерации в отложениях нижнего мела; 3 — граница распространения глубоководных озерных фаций; 4 — граница бассейна

газообразования, и следовательно, и размеры зон нефтегазоаккумуляции. Условия реализации этого потенциала будут зависеть не только от литологии нефтегазоматеринской толщи, но также и от взаимоотношения в разрезе генерирующих и коллекторских горизонтов. Следует различать три возможных случая взаимоотношений: нефтегенерирующая толща одновременно является и аккумуляющей, генерационные пачки переслаиваются с коллекторами (корректный тип), генерационная толща разобщена с кол-

лекторской толщей (некорректный тип). В последнем случае эвакуация УВ будет затруднена и нефтегазоматеринский потенциал на следующей стадии не будет в достаточной мере реализован.

Генерационная стадия определяется условиями существования ОНГО. Ее начало совпадает с моментом вхождения нефтегазоматеринской толщи в температурный и глубинный интервал существования в конкретном бассейне зоны генерации нефти и газа, основу которой составляет зона ГФН. Однако на практике положение ГФН варьирует как по глубине, так и по протяженности в больших пределах. Это определяется различными статическими и динамическими факторами: типом ОВ генерационной толщи, ее возрастом и литологическим составом, скоростью погружения, значением теплового потока и геотермического градиента, тектонической и сейсмической активностью бассейна и степенью раздробленности его фундамента. Изучение всех перечисленных геологических, тектонических, геотермических, геохимических и ряда других факторов, прямым образом влияющих на пространственно-временное положение очага нефтегазоносности в бассейне, является непременным условием оценки нефтегазоносности недр. В общем виде наличие благородного (алинового) исходного ОВ, молодой возраст отложений, высокое значение тепловых потоков, высокий темп осадконакопления, повышенная сейсмическая активность, высокая раздробленность фундамента — все это способствует сравнительно неглубокому залеганию зоны ГФН, быстрому формированию ОНГО, большой их мощности и площади распространения. Следствием этого является повышенная нефтегазоносность бассейна с преобладанием нефтяных и нефтегазовых скоплений.

Ухудшение состава ОВ в сторону усиления арконовой его составляющей, невысокий темп накопления, низкое значение тепловых потоков, древний возраст отложений предопределяют глубокое положение зоны ГФН, ограниченность по площади и мощности ОНГО и преобладание газовых скоплений.

Для появления заметной нефтегазоносности в осадочном бассейне наряду с повышенным содержанием ОВ и большой мощностью нефтегенерационного

комплекса, содержащего в своем составе коллекторские горизонты, необходим также высокий уровень динамической обстановки существования ОНГО. Динамическая обстановка определяется процессом уплотнения отложений, трансформацией минералогического состава, тектоническими, сейсмическими, акустическими, гравитационными и другими формами напряжений в земной коре. Однако основной формой энергии является тепловая, поступающая за счет мощных конвективных токов из глубинных зон Земли. Только высокие тепловые потоки обеспечивают активную и энергичную генерацию УВ очагами нефтегазообразования. Эмпирически показано, что значительные скопления нефти возникают при прочих равных условиях в тех бассейнах, где геотермический градиент составляет $3,3\text{--}5\text{ }^\circ\text{C}/100\text{ м}$ и более. Кроме того, необходим также достаточно высокий темп формирования отложений, составляющих ОНГО. Этот темп должен составлять не менее $40\text{--}80\text{ м/млн. лет}$.

По условиям формирования очагов НГБ можно подразделить на три типа: пассивный (низкие значения геотермического градиента, «вялый» характер образования отложений очага), активный (геотермический градиент $3\text{--}3,5\text{ }^\circ\text{C}/100\text{ м}$, темп образования отложений очага $40\text{--}80\text{ м/млн. лет}$), высокоактивный (геотермический градиент до $5\text{ }^\circ\text{C}/100\text{ м}$, темп образования отложений очага более 80 м/млн. лет). Первый тип бассейнов характеризуется незначительной нефтегазоносностью; второй содержит залежи нормального генетического ряда: сверху — газ, в зоне ГФН — нефть, газоконденсат, ниже — опять газ; третий отличается растянутым диапазоном ГЗН и преобладанием нефтяных залежей.

К категории активных и высокоактивных бассейнов относятся в первую очередь бассейны рифтовых и миогеосинклинальных прогибов. Именно в их пределах ОНГО формируются в условиях больших мощностей, большой скорости осадконакопления, высокого теплового потока.

Для активных и высокоактивных бассейнов характерно совпадение площади распространения ОНГО с площадью бассейна. Это так называемые полноочаговые бассейны. Им противопоставляются бассейны, в пределах которых очаги занимают только наиболее прогнутую их часть. Это ограниченно-очаговые бассейны, которые в свою очередь подразделяются на центральноочаговые (симметричные) и периферийноочаговые (асимметричные). К категории первых относятся бассейны, в центральной, наиболее прогнутой части которых располагаются очаги нефтегазообразования. Это приводит к определенной симметрии (относительно оси прогибания) размещения залежей. К категории вторых относятся бассейны, у которых центры прогибания, а следовательно, очаги нефтегазообразования прижаты к одному из их бортов. В первом случае миграция будет протекать в сторону всех бортов бассейна, во втором она будет преимущественно односторонней.

Завершающая стадия существования ОНГО характеризуется выходом последних из ГЗН, истощением ими нефтематеринского потенциала и попаданием их в условия существования нижней зоны газообразования. Это приводит как к переформированию ранее образовавшихся нефтяных скоплений в газонефтяные и газоконденсатные, так и к образованию глубинных газовых залежей. Одна из причин преимущественной газонности севера Западной Сибири объясняется поступлением значительных количеств газа из нижней зоны газогенерации. Формирование Оренбург-

ского и уже упоминавшегося Астраханского газоконденсатных месторождений также объясняется поступлением большого количества газа из нижней зоны генерации и превращением нефтяной залежи в газоконденсатную с нефтяной оторочкой.

Определенное значение на формирование очагов нефтегазообразования будет оказывать не только количество нефтегазоматеринских толщ, но и компактность (сближенность) их расположения в разрезе. Компактное расположение будет способствовать непрерывности процессов генерации жидких УВ. Наоборот, некомпактное соотношение генерационных толщ, разобщенность на значительные расстояния (до 1—2 км по мощности, как это имеет место, например, в Степном Крыму) скажутся на уменьшении доли нефтяных залежей в бассейне и в преобладании газовых и газоконденсатных скоплений. Кроме того, как отметил А. Л. Козлов, разобщенность генерационных толщ выразится в исчезновении из разреза бассейна той или иной генетической зоны образования УВ. Все это делает зональность вертикального (и латерального) размещения залежей нефти и газа в полигенерационных бассейнах достаточно сложной и запутанной.

Особое значение при оценке нефтегазоносности бассейна имеет время формирования очагов нефтегазообразования и прохождения ими ГЗН. По особенностям обстановок предлагается различать бассейны раннего, позднего, непрерывного и лавинного прохождения нефтегенерационных толщ ГЗН.

На обстановки нефтегазообразования в нефтегазоматеринских слоях накладывает свой отпечаток динамика тепловой активности недр, определяющая глубинное положение ГЗН. Обычно имеют место три ситуации: тепловая активность стационарна, тепловая активность падает, тепловая активность на определенном отрезке времени начинает расти. Тепловая активность находится в стационарном положении обычно у сравнительно молодых бассейнов непрерывного погружения, развивающихся в течение мезозоя и кайнозоя. Для этих бассейнов ГЗН располагается на небольших глубинах в 2—3 км. У большинства бассейнов раннего погружения наблюдается падение тепловой активности. Это приводит к постепенному опусканию температурной зоны, отвечающей ГЗН, с 1—2 до 3—5 км. Поэтому только наиболее древние отложения бассейна попадают и приходят в ГЗН, а более молодые не имеют возможности оказаться в ней и реализовать свой нефтегазоматеринский потенциал.

Для изучения положения ОНГО и времени их существования в пределах НГБ разработан метод моделей прогресса. Этот метод позволяет показывать положение очагов как в разрезе, так и в плане, а также выражать графически эволюцию очагов в пространстве и времени в виде так называемого эволюционного треугольника очагов нефтегазообразования, построение которого напоминает изопахический треугольник.

При оценке нефтегазоносности недр необходимо не только анализировать строение и историю существования очагов нефтегазонакопления, но также изучать соотношение очагов с путями вертикальной и латеральной миграции УВ к зонам нефтегазонакопления.

Одним из важных факторов появления крупных ЗНГН является создание благоприятных обстановок вертикальной миграции УВ вследствие интенсивного прогибания непосредственно из ОНГО. Как показали еще в конце 40-х годов В. А. Магницкий и Ю. А. Косыгин и позднее К. Ф. Даллмас

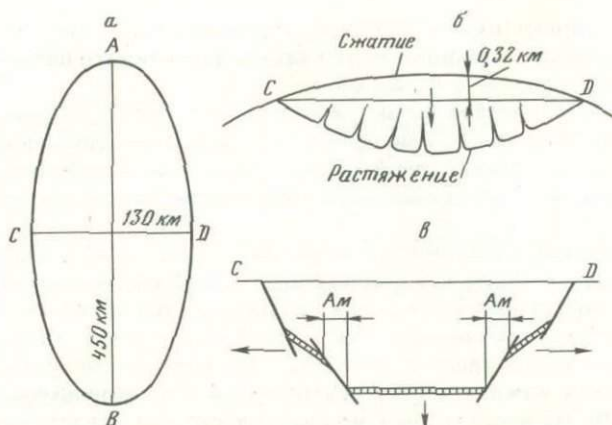


Рис. 2. Схема растяжения слоев при погружении (по [5] с добавлениями автора)

а — положение бассейна в плане; схемы растяжения слоев: б — при погружении, в — при рифтогенезе (Ам — амплитуда растяжения)

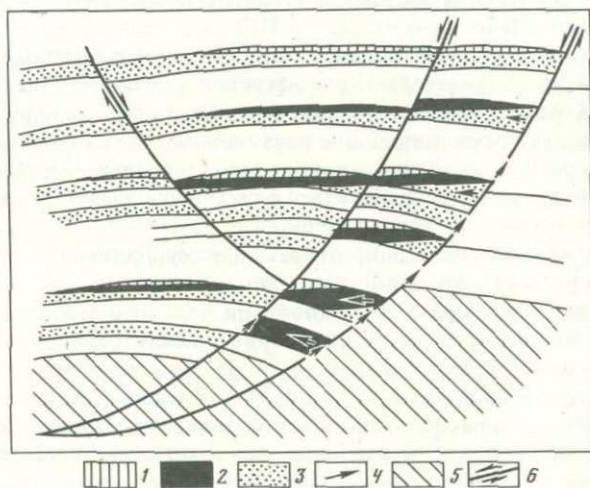


Рис. 3. Схема формирования нефтегазовых залежей в дельте р. Нигер за счет вертикальной миграции (по [4])

1 — газ; 2 — нефть; 3 — вода; 4 — направление миграции флюидов; 5 — очаг нефтегазообразования; 6 — сбросы и направления движения блоков

и У. Файф с соавторами, при крупных погружениях из-за того, что поверхность Земли является сферической, накапливающиеся слои вначале при приближении к хорде испытывают сжатие (уплотнение), а затем при дальнейшем прогибании находятся в состоянии растяжения. По Ю. А. Косыгину, при ширине зоны прогибания в 100 км глубина до хорды составит 0,2 км. У. Файф с соавторами [5] рассчитали, что при ширине бассейна в 130 км расстояние до хорды составит всего 0,32 км (рис. 2). Дальнейшее погружение слоев приводит к появлению трещин, исчезающих на уровне

хорды и расширяющихся к подошве осадочного бассейна. Ю. А. Косыгин суммарную амплитуду раздвижения на глубине в 10 км оценивает в 2—20 км, а при глубине 20 км — в 8—40 км.

В 70-е годы благодаря развитию идей мобилизма было установлено, что всякое интенсивное прогибание является следствием процессов рифтогенеза, протекающих в условиях заметных горизонтальных раздвиговых движений, т. е. создания субвертикально ориентированных раскрывающихся книзу трещин.

Таким образом, из вышесказанного следует, что всякое мощное осадконакопление, приводящее к формированию ОНГО, сопровождается одновременным образованием системы вертикальных путей миграции для перемещения генерируемых очагом УВ. Другими словами, можно говорить о законе: чем интенсивнее прогибание, тем больше амплитуда раздвигов в фундаменте и нижних частях осадочного чехла, используемых как пути миграции УВ. Из этого закона можно вывести два следствия: во-первых, облегчается обогащение стратисферы глубинными флюидами, представленными водородом, углекислотой, метаном, парами воды и другими компонентами, за счет которых улучшаются условия растворения УВ и их миграция, и, во-вторых, одновременно этими флюидами осуществляется тепломассоперенос, способствующий активизации деятельности очага генерации.

Перемещение УВ из нижних частей НГБ, где господствуют температуры в 300—150 °С, происходит, скорее всего, в виде однофазных гомогенных растворов. Об этом свидетельствует изучение углеводородных газожидких включений. В более верхних частях бассейнов, где породы могут быть достаточно пластичными и трещины растяжения будут отсутствовать, из-за падения температур и давления жидкие углеводородные компоненты растворов в первую очередь будут выделяться в свободную фазу и насыщать имеющиеся на этом глубинном уровне природные резервуары. Формирование залежей в дальнейшем может протекать преимущественно за счет струй жидких и газовых УВ, находящихся в свободной фазе.

Рассмотренный механизм формирования залежей в бассейнах за счет вертикальной миграции по нарушениям растяжения приводит к появлению в этих бассейнах определенной глубинной зоны размещения залежей нефти и газа. Эту зону развития можно выделять как главную нефтегазовую зону бассейна. Обычно она располагается над очагами генерации, и в ее пределах залежи группируются вдоль основных зон растяжения и оперяющих их нарушений.

Рассмотренный механизм формирования залежей за счет вертикальной миграции достаточно уверенно подтверждается строением различных зон нефтегазонакопления. Таким путем сформировались залежи в красноцветной толще плиоцена Западной Туркмении, в дельте р. Нигер (рис. 3) и многих других районах мира.

Все вышесказанное свидетельствует о важной роли изучения строения и истории формирования очагов нефтегазообразования для правильной оценки нефтегазонасыщенности осадочного бассейна, подсчета прогнозных запасов УВ на генетической основе и выявления закономерностей размещения в бассейне крупных зон нефтегазонакопления.

1. *Вассоевич Н. Б.* Теория осадочно-миграционного происхождения нефти. — Изв. АН СССР. Сер. геол., 1967, № 11, с. 137—142.
2. *Вассоевич Н. Б., Архипов А. Я., Бурлин Ю. К.* и др. Нефтегазоносный бассейн — основной элемент нефтегеологического районирования крупных территорий. — Вестн. МГУ. Сер. 4, Геология, 1970, № 5, с. 13—24.
3. *Кондратьев А. Н., Молодых Г. Н., Размышляев А. А.* Особенности формирования Астраханского газоконденсатного месторождения. — Геология нефти и газа, 1982, № 9, с. 43—48.
4. *Тиссо Б., Вельте Д.* Образование и распространение нефти. М.: Мир, 1981. 501 с.
5. *Файф У., Прайс Н., Томпсон А.* Флюиды в земной коре. М.: Мир, 1981. 436 с.

УДК 551.24 : 553.98.2.078

Н. Я. Кунин, В. Б. Мазур, М. И. Островский

ОСОБЕННОСТИ СТРОЕНИЯ ЗЕМНОЙ КОРЫ И ЗАКОНОМЕРНОСТИ РАЗМЕЩЕНИЯ КРУПНЫХ ЗОН НЕФТЕГАЗАКОПЛЕНИЯ В ЦЕНТРАЛЬНОЙ ЕВРАЗИИ

Евразия — единственный материк, в состав которого входят несколько кратонных глыб и молодая платформа — Центральноевразийская. Если в пределах Африки, Северной и Южной Америки континенты образованы крупнейшими моноклитными кратонами с обширными зонами щитов, то в составе Евразии аналогичным образованием является только Восточно-Европейский кратон, подвергнутый значительным деструктивным изменениям в рифее.

В Центральной Евразии размещены зоны максимальных погружений фундамента, формирующие крупнейший Бореально-Персидский пояс. Он отчетливо виден на схеме рельефа фундамента. Важную роль в формировании здесь бассейнов седиментации играли зоны утоненной безграничной земной коры, для многих из которых установлено устойчивое прогибание в течение всего фанерозоя и частично позднего протерозоя. Блоки и массивы безграничной земной коры являлись, таким образом, зонами накопления повышенных количеств захороненного в них ОВ. В этих зонах доминировали морские и относительно глубоководные фации. В них наиболее полно представлены комплексы некомпенсированного прогибания, что определяет преобладающую роль в составе ОВ сапропелевой органики. Зоны устойчивых прогибаний над массивами безграничной земной коры, очевидно, служили очагами генерации углеводородов.

К Бореально-Персидскому поясу седиментационных бассейнов мы относим впадины Баренцева и Карского морей, северную часть Западно-Сибирского бассейна, Прикаспийскую впадину, Предуральский прогиб, Северо-Каспийскую, Аральскую, Амударьинскую, Южно-Каспийскую впадины, Персидский и Предкопетдагский прогибы. Перечисленные бассейны трассируют пояс внутриматериковой древней безграничной земной коры. Для большинства этих впадин фундамент по сейсмическим данным характеризуется граничными скоростями 6,5—7,2 км/с, что свидетельствует об отсутствии в его составе гранитоидных образований. Имеются другие геофизические

признаки указанных впадин, заслуживающие специального рассмотрения.

Тектоническое районирование по времени завершения геосинклинальной складчатости не предусматривает признаков выделения вышеуказанных впадин. Эти впадины не претерпевали геосинклинального развития в рифее и фанерозое. Типичная континентальная земная кора здесь или отсутствует, или развита в виде фрагментарных массивов с мощным верхним низкоскоростным слоем. Для обособления таких впадин в качестве специфических тектонических объектов необходимы иные приемы тектонического районирования, учитывающие современный состав и историю формирования коры. В совокупность континентальных тектонических режимов, видимо, необходимо включить и режим устойчивых прогибаний впадин безграничной земной коры в осевой части как антипод режиму щитов кратонов.

При районировании земной коры, обеспеченном достаточно представительной сетью сейсмических наблюдений, крупные впадины нередко отображаются в рельефе поверхности мантии. Глубины поверхности Мохоравичича в осевых частях этих впадин составляют менее 40 км (Прикаспий, Предуральский прогиб, Западная Сибирь и другие районы). Следует при этом иметь в виду, что это соотношение не универсально. Встречаются и обратные связи, например, аналогичные глубины той же поверхности встречаются на выступах фундамента типа Карабогазгольского. Тем не менее значения мощности земной коры позволяют проследивать зоны регионального рифей-вендского—фанерозойского прогибания.

Рифейские и фанерозойские складчатые сооружения формировались, видимо, главным образом в зонах сочленения безграничной земной коры с земной корой кратонов. Именно это привело к разделению Евразийского материка на венд-фанерозойские седиментационные бассейны и складчатые зоны преимущественных поднятий на разных этапах развития.

Резкое обособление этих бассейнов от смежных областей перикратонных прогибаний отмечалось в эпохи общего понижения уровня моря и высокого стояния кратонных окраин. Напротив, высокий уровень Мирового океана в среднем и частично позднем палеозое и в юре—палеогене привел к формированию на внешней периферии рассматриваемых седиментационных бассейнов крупных шельфовых осадочно-породных комплексов. Их нефтегазоносность, очевидно, тесно связана с депоцентрами прогибаний, сложенных безграничной земной корой.

Особенности размещения платформ и складчатых зон фанерозоя способствовали выполнению впадин мощными толщами терригенных и карбонатных образований. В сложном процессе формирования современного облика земной коры важное значение имеет рифтогенез. По северной и восточной периферии Восточно-Европейской платформы развились рифейские рифты и связанные с ними окраинно-кратонные погружения Мезенской, Печорской, Верхнекамской, Предуральской и других впадин. Интракратонные — Пачелмский, Кажимский, Қалтасинский, Среднерусский и другие принадлежали к лучам рифейских звездчатых рифтовых систем с центрами на массивах безграничной земной коры. Палеозойские рифтовые системы в значительной мере усложнили структуру крупных зон прогибов.

Как показывают вышеприведенные соотношения, крупнейшие зоны нефтегазоаккумуляции в Центральной Евразии приурочены к впадинам с безграничной земной корой и к обращенным к этим впадинам склонам кратонов. Например, Волго-Уральская нефтегазоносная провинция распо-

лагается на восточном склоне Русской плиты, огибаемой безграничными впадинами.

В пределах Западной и Центральной Евразии развито несколько генераций структур с безграничной земной корой. Прогибы с реликтовой палеозой-допалеозойской корой, осадконакопление в которых происходило в палеозое и в рифее, являются лишь одной из разновидностей таких структур, перспективных на поиски нефти и газа. Именно такие бассейны распространены на севере Западной Сибири, в Прикаспийской впадине и впадине Персидского залива.

Бассейны с палеозой-раннемезозойской океанической корой сформировались при базификации окраин Северной Атлантики. Кроме Североморской впадины, к этой категории, возможно, следует относить Терско-Каспийский прогиб. Еще одна (третья) генерация альпийско-кайнозойских зон базификации получила распространение в Средиземноморском поясе, где установлена относительно низкая нефтегазопродуктивность. Поэтому представляется важным вопрос о времени формирования безграничной земной коры в Черноморской и Южно-Каспийской впадинах.

Высокая плотность ресурсов нефти и газа свойственна рифтогенным прогибам фанерозоя, раскрывающимся в сторону впадин с безграничной земной корой.

Примером подобных бассейнов является Днепровско-Припятский прогиб. Парагенезисы безграничных впадин и связанных с ними рифтогенных прогибов формируют специфические рифтовые системы, которые намечаются в различных регионах по комплексу геолого-геофизических данных. Ранние этапы развития этих систем отличаются значительным развитием магматизма, очевидно, высокими тепловыми потоками. Осадочные комплексы данных этапов малопродуктивны. В качестве примера укажем на Пачелмский авлакоген Северо-Каспийской звездчатой рифтовой системы.

Вышеизложенным обосновываются предложения по постановке региональных и поисковых исследований на различные нефтегазоносные комплексы в Центральной Евразии.

Наиболее высокоперспективны центральные области древних безграничных впадин. Конседиментационные воздымания не характерны для этих регионов. Зоны развития конседиментационных структур располагаются, как правило, у внешней и внутренней периферии впадин. Для более погруженных районов конседиментационные поднятия верхних горизонтов осадочного чехла связаны исключительно с развитием диапирогенных дислокаций в мощных толщах солей и глин, накапливавшихся на этапах, завершающих периоды некомпенсированных прогибаний.

Внутренние районы безграничных впадин характеризуются бассейновыми системами АВПД с относительно невысокими тепловыми потоками, что обуславливает преимущественное нефте- и газоконденсатное накопление на больших глубинах.

Многие безграничные впадины Центральной Евразии располагаются в пределах СССР на суше и шельфовых морях. Но не все высокоперспективные комплексы в них достаточно изучены, например толщи юры и триаса в северных районах Западной Сибири, подсолевые отложения Прикаспийской впадины, юрские и доюрские отложения Амударьинской впадины.

Слабо еще изучены Южно-Карский, Баренцевоморский бассейны, где,

однако, получены первые положительные результаты. Высокоперспективные девонские комплексы Предуральского прогиба, юрские и более древние отложения Аральской впадины.

Перечисленные районы, где высокоперспективные комплексы залегают на глубинах, технически освоенных бурением, требуют расширения региональных геолого-геофизических исследований с постановкой бурения глубоких и отдельных сверхглубоких параметрических скважин. К числу перспективных относятся крупные юрско-триасовые конседиментационные поднятия в Тортаяхинско-Часельской зоне прогибаний Западной Сибири: Адерпаютинский и Среднемессояхский широтные валы, изометричные Ямбургское, Юрхаровское, Оликуминское, Тазовское, Заполярное, Русско-Часельское поднятия. В Прикаспийской впадине наибольшие перспективы открытия нефтяных месторождений связываются с палеоподнятиями в подсолевых отложениях вблизи северо-восточного, восточного и южного бортов. В Амударьинской впадине к первоочередным объектам такого рода относятся карбонатные и терригенные юрские отложения Шатлыкского поднятия.

С зонами древних безграницитных впадин Центральной Евразии и прежде всего с бассейнами Западной Сибири и Персидского залива связано более половины известных мировых ресурсов нефти и газа. Расширение поисковых работ в этих регионах и их тектонических аналогах, усиление научного обоснования закономерностей нефтегазонакопления и направления поисков позволяют рассчитывать на расширение доказанных запасов, значительно превышающее уровень добычи, что будет иметь важные экономические последствия.

УДК 553.98.061.3

М. К. Калинин

КОМПЛЕКС ПРИЗНАКОВ ЗОН КРУПНОГО НАФТИДОНАКОПЛЕНИЯ

Несмотря на то, что термин «крупная зона нефтегазонакопления» используется уже на протяжении более десятка лет, таким зонам посвящены специальные статьи и даже монографии, все же строгого определения этого термина нет [1]. Вероятно, более точно такие зоны называть зонами крупного нефтегазонакопления, а не крупными зонами нефтегазонакопления, поскольку основным критерием выделения зон должен быть не их размер, а масштаб нефтегазонакопления в них. Учитывая, что в настоящее время большой интерес приобретают месторождения природных битумов, ресурсы которых нередко превышают на целый порядок ресурсы нефти в одноименных зонах, целесообразно выделять зоны крупного нафтидонакопления [2].

Очевидно, критерием зоны крупного нафтидонакопления должно быть наличие хотя бы одного крупного месторождения (см. таблицу). Поскольку термин «крупное месторождение нефти и газа» сейчас официально утвержден, стало быть, к зоне крупного нафтидонакопления следует относить

Классификация зон нефтидоаккумуляции

Критерий	Иерархическая система
I. Количество нефтидов (нефть, конденсат, природный битум, млн. т; газ, млрд. м ³)	Группы: 1) уникальные, 2) гигантские, 3) весьма крупные, 4) крупные, 5) средние, 6) мелкие
II. Относительное содержание отдельных нефтидов, %	Подгруппы: 1) газонакопления — газа более 75 %, 2) газоконденсатонакопления — газа 50—70 %, конденсата 25—50 %, 3) нефтегазонакопления — газа 50—70 %, нефти 25—50 % (в разных месторождениях или залежах), 4) нефтегазоконденсатонакопления — газа 50—75 %, конденсата 10—25 %, остальное нефть (в разных залежах или месторождениях), 5) нефтегазоконденсатонакопления — газа 50—75 %, остальное нефть и конденсат (в единичных месторождениях и залежах), 6) газоконденсатонефтенационакопления — нефти 50—75 %, остальное газ (в единичных залежах и месторождениях), 7) газоконденсатонефтенационакопления — нефти 50—75 %, остальное газ (в разных залежах и месторождениях), 8) нефтенационакопления — нефти более 75 %, 9) битумонефтенационакопления — нефти 50—75 %, остальное битум (в единичных залежах и месторождениях), 10) битумонефтенационакопления — нефти 50—75 %, остальное битум (в разных залежах и месторождениях), 11) нефтебитумонакопления — битума 50—75 %, остальное нефть (в единичных залежах и месторождениях), 12) нефтебитумонакопления — битума 50—75 % (в разных залежах и месторождениях), 13) битумонакопления — природных битумов более 75 %, 14) газогидратонакопления (?)
III. Количество месторождений	Классы: 1) одиночные — 1, 2) маломестные — 2—5, 3) среднеместные — 5—10, 4) многоместные
IV. Относительное распределение ресурсов нефтидов в месторождениях зоны, %	Подклассы: 1) концентрированные — в одном-двух месторождениях — более 75 %, 2) слабо концентрированные — в одном-двух месторождениях — 50—75 % и 3) относительно равномерные — в одном-двух месторождениях — менее 50 %
V. Относительное распределение ресурсов нефтидов в стратиграфических разрезах (в пределах отделов), %	Виды: 1) моностратные — более 75 % в отложениях одного отдела, 2) би-, тристратные — более 75 % в отложениях двух-трех отделов, 3) полистратные — в отложениях более трех отделов
VI. Количество НГМТ	Генотипы: 1) моногенные — одна НГМТ, 2) битригенные — 2—3 НГМТ, 3) полигенные — более трех НГМТ
VII. Степень аккумуляции УВ/С _{ак} — отношение плотностей в пределах зон накопления к плотностям эмиграции в окружающие терригории	Генотипы: 1) ареальные — С _{ак} > 10, 2) субареальные — С _{ак} = 5—10, 3) зональные — С _{ак} < 5: а — мощностные и б — доманикоидные

такие зоны, в которых содержится более 50 млн. т нефти (геологические запасы) или твердых битумов и 50 млрд. м³ газа.

Зоны крупного нафтидонакопления различаются по составу содержащихся в них нафтидов: в одних имеются только газовые или газоконденсатные месторождения (Ставропольская, Оренбургская, Уренгойская и др.), в других — чисто нефтяные месторождения (Татарского и Башкирского сводов, Центральносуэцкая и др.), в третьих — как нефтяные, так и газовые (Колвинская, Жетыбай-Узенская, Бухарская и др.), наконец, в четвертых — нефти и природных битумов, как, например, в Ухта-Ижемской зоне Тимано-Печорской провинции.

Учитывая важность использования газоконденсата, целесообразно, чтобы наличие газоконденсатов отражалось в названиях зон. В зонах, содержащих как газ, так и нефть, эти ископаемые могут находиться в смешанных залежах (газоконденсатонефтяные или газоконденсатные с нефтяной оторочкой), и такие зоны следует называть «зоны нефтегазоконденсатонакопления или газоконденсатонефтенационакопления». Если же газ, газоконденсат и нефть находятся в самостоятельных залежах или месторождениях, то в названиях они разделяются дефисом: нефте-газоконденсатные и т. д. Теоретически возможно шесть вариантов. Однако практика показывает, что смешанных газонефтяных или нефтегазовых залежей почти не бывает: они трехкомпонентные, поскольку в них всегда содержится газоконденсат.

Аналогичным образом целесообразно дифференцировать и зоны смешанного нефте- и битумонакопления, поскольку они и в практическом и в теоретическом отношении различны. Так, условия разработки месторождений и залежей неодинаковы: в смешанной нефтебитумной залежи возможно извлечение нефти, как это, например, производится в Ярегском месторождении.

Смешанные нефтебитумные залежи, как правило, формируются в результате минимум двухэтапной миграции (обычно многоэтапной), в то время как формирование отдельных залежей нефти и природных битумов возможно вследствие либо разных геохимических обстановок или разного количества покрышек, залегающих над такими залежами, либо, наконец, развития процессов разрушения некоторых залежей.

Теоретически возможно формирование зон газогидратонакопления, хотя практически они пока не обнаружены. Весьма возможно формирование смешанных зон накопления: вверху (в зонах многолетней мерзлоты) — газогидратонакопления, а внизу — газоконденсатонакопления. Однако пока нет достаточной информации, нет смысла детально дифференцировать данную подгруппу: вероятно, в последующем, по мере накопления информации, такая дифференциация потребует.

Зоны крупного нафтидонакопления различаются и по количеству содержащихся в них месторождений, и по относительному распределению в них ресурсов нафтидов. Весьма часто в зонах, отличающихся небольшим количеством месторождений, в одном-двух месторождениях содержится более 75 % ресурсов этих зон (Астраханская, Оренбургская, Татарского свода и т. д.).

Во многих зонах крупного нафтидонакопления основные ресурсы нафтидов приурочиваются к отложениям одного отдела, например, почти во всех зонах нефтегазонакопления Западной Сибири, Сибирской платформы, Южно-Каспийской провинции и других, чаще — в отложениях двух отделов

(Волго-Уральская, Днепровско-Припятская и другие нефтегазоносные провинции) и значительно реже — в нескольких отделах либо одной, либо нескольких систем (Эмбинская зона и т. д.).

Количества НГМТ в зонах нафтидоаккумуляции не одинаковы: редко — одна НГМТ (Салымская зона), значительно чаще — две-три НГМТ (Волго-Уральская, ДДВ, Североморская и др.) и, наконец, нередко — более трех НГМТ (в Прикаспийской впадине и др.).

По условиям формирования зоны крупного нафтидоаккумуляции можно дифференцировать на ареальные, субареальные и зональные, причем критерием для выделения указанных подразделений является величина показателя степени аккумуляции — $C_{ак}$. К ареальным относятся почти все зоны крупного нефтегазоаккумуляции в Месопотамском прогибе, а также такие зоны битумоаккумуляции, как Атабасская и др. Зону нефтебитумоаккумуляции Золотой пояс Ориноко в Венесуэле, в котором сконцентрировано 100—150 млрд. т природных битумов и высоковязких нефтей, следует отнести к мощностному типу, а Салымскую зону нафтидоаккумуляции — к доманикоидному.

Предлагаемая классификация зон нафтидоаккумуляции позволяет кодировать зоны, что важно для обработки информации на ЭВМ. Так, зону гигантского нафтидоаккумуляции, состоящую из шести месторождений, в которой одно самое крупное, содержащее залежи в одном отделе и сформированное в результате генерации УВ в одной НГМТ и аккумуляции их с большой площади ($C_{ак} > 10$), можно обозначить: I—2; II—8; III—3; IV—1; V—1; VI—1 и VII—1.

Для того чтобы термин «зона накопления» действительно отражал условия накопления, целесообразно дать следующее определение этого термина: зоной нафтидоаккумуляции называется зона расположения смежных месторождений нафтидов, сформированных в результате накопления углеводородных флюидов из единого или единых одинаково направленных миграционных потоков (таблица).

ЛИТЕРАТУРА

1. Геологические условия формирования крупных зон нефтегазоаккумуляции / А. А. Бакиров, Э. А. Бакиров, Ю. А. Судариков и др. М.: Наука, 1982. 277 с.
2. Основы генетической классификации битумов / Успенский В. А., Радченко О. А., Глебовская Е. А. и др. Л.: Недра, 1964. 250 с. (Тр. ВНИГРИ; Вып. 134).

В. И. Ермаков, В. И. Старосельский, Т. И. Хенвин

ГЕОЛОГО-ГЕОХИМИЧЕСКИЕ КРИТЕРИИ РАСПРЕДЕЛЕНИЯ ПОЛЕЗНЫХ КОМПОНЕНТОВ ПРИРОДНОГО ГАЗА В КРУПНЫХ ЗОНАХ ГАЗОНАКОПЛЕНИЯ

Один из важных аспектов проблемы «Условия формирования крупных ЗНГН», имеющих большое теоретическое и прикладное значение, — выявление закономерностей распространения зон газов сложного состава. Изучение геолого-геохимических критериев распределения этан-, сероводородсодержащих, высокоазотных и высокогелиеносных газов в крупных зонах газонакопления позволит обосновать развитие сырьевой базы отечественной газохимии и создание газохимических комплексов, разработать рекомендации по направленным поискам газов сложного состава.

На современном этапе удовлетворение потребностей народного хозяйства страны в важнейших видах химической продукции в значительной мере зависит от масштабов производства этилена — исходного сырья для большинства нефтехимических синтезов.

Для производства этилена и других алефинов и ароматических УВ в мировой практике используются два вида углеводородного сырья: жидкие нефтяные фракции (прямогонные бензины и газойлевые фракции) и газовая группа (этан, сжиженные газы). Первый в настоящее время занимает ведущее положение в промышленности нашей страны.

Вместе с тем следует отметить, что мировая газоперерабатывающая промышленность имеет уже большой опыт по извлечению из природного и нефтяного газов различных полезных компонентов. За рубежом действует более 1100 заводов и установок по переработке газа суммарной мощностью более 3 млрд. м³/сут. В США работает более 800 таких заводов и установок. Объем переработки газа составляет более 80 % от суммарной годовой добычи. В 1980 г. в США было произведено этан-бутановой фракции и конденсата 57 млн. т, в том числе этана 6,1 млн. т. Производство жидких УВ из газа в других странах капиталистического мира составляет более 50 млн. т. Для газоперерабатывающей промышленности зарубежных стран характерны высокое извлечение индивидуальных компонентов газа за счет применения низкотемпературных схем с использованием детандеров, рост производства этана, широкое¹ использование малогабаритных установок и тенденция увеличения использования продукции газоперерабатывающих заводов для химической переработки.

В настоящее время в СССР проводятся исследования по комплексному использованию углеводородного сырья с целью создания сырьевой базы развивающейся отрасли промышленности — газохимии, основанной на переработке природного газа и конденсата.

Наиболее перспективными районами для создания газохимических комплексов являются Оренбургская область и прилегающие районы Урало-Поволжья, Прикаспий, северные районы Тюменской области, КомиАССР и Архангельская область, Восточная Украина, Западный Узбекистан, Восточная Сибирь и Дальний Восток и др. Базовыми место-

рождениями для создания газохимических комплексов уже сегодня могут быть Уренгойское, Северо-Уренгойское, Ямбургское и другие в северных районах Тюменской области, Шуртанское в УзССР, Среднеботуобинское в Якутской АССР, Астраханское и др. В стране успешно работают Оренбургский и Мубарекский газохимические комплексы.

Для создания газохимического комплекса необходима обеспеченность его запасами сырья при этом имеются в виду в основном разведанные запасы. Для увеличения периода работы комплекса необходим анализ ожидаемых приростов запасов и состава газа. В связи с этим повышаются требования к прогнозу качества газового сырья и в конечном итоге прогнозирования не только зон газонакопления, но и состава газов.

В настоящей работе рассматриваются геолого-химические критерии распределения этаносодержащих газов, т. е. газов, содержащих в своем составе более 3 % этана в крупных зонах газонакопления. Такие газы являются ценным сырьем газохимического производства и широко развиты в районах Прикаспия, Урало-Поволжья, ДДВ; они характерны для нижнемеловых и пермских отложений Западной Сибири, Восточной Туркмении и Западного Узбекистана, палеозойских отложений Восточной Сибири.

По содержанию этана природные газы подразделяются на метановые, этановые, этан-пропановые и пропан-бутановые. Метановые газы содержат метана 90—100 %, тяжелых УВ, преимущественно этана, до 3 %. Этановые газы характеризуются содержанием этана 3—6 % и суммой тяжелых УВ до 10 %. Зоны распространения этановых газов расположены на глубинах ниже 1000—1300 м, охватывая интервал до 5000 м в геосинклинальных областях. Этановые газы образуют газовые и газоконденсатные залежи в прибортовой части Прикаспийской впадины, связаны с пермско-каменноугольными отложениями ДДВ, мезозойскими отложениями Каневско-Березанского вала, нижнемеловым комплексом Западной Сибири, меловыми и юрскими отложениями Средней Азии, триасовыми и пермскими отложениями Вилюйской синеклизы и др.

Этан-пропановые газы характеризуются содержанием тяжелых углеводородов 10—30 %, в том числе этана 6—9 %, связаны с длительно развивающимися зонами глубокого погружения продуктивных отложений в пределах различных тектонических элементов, приурочены к газоконденсатным и нефтегазоконденсатным месторождениям с высоким — более 100 г/м³ — содержанием конденсата. Этан-пропановые газы характерны для газоконденсатных залежей Предуральского прогиба, нижнекаменноугольных отложений ДДВ, мезозойских отложений Терско-Кумской впадины и Предгорного Дагестана, нижнемеловых и юрских отложений Западной Сибири и других районов.

Пропан-бутановые газы характеризуются содержанием тяжелых УВ более 30 %, в том числе этана более 9 %, и в основном представлены растворенными газами нефтяных месторождений.

На основе геолого-геохимического анализа распределения концентраций суммы тяжелых УВ в различных нефтегазоносных провинциях установлено, что состав углеводородной части газа контролируется рядом природных факторов, среди которых основными являются: формационный состав нефтегазопроизводящих отложений, определяющий тип и концентрации ОВ; степень преобразованности исходного ОВ; процессы латеральной

и вертикальной миграции, приводящие к перераспределению газа, генерированного в нефтегазопроизводящих толщах. Сложное и нередко разнонаправленное влияние указанных основных факторов определяет наблюдаемые особенности газовой зональности.

Генерации «сухих» газов с содержанием гомологов метана до 3 % определяются следующими условиями: преобладающий или исключительно гумусовый тип ОВ, в составе которого преобладают фюзинитовые компоненты. В этом случае образование газа, обедненного тяжелыми УВ, характерно для всех стадий катагенеза ОВ. Некоторое относительное возрастание концентрации гомологов метана (в основном этана) наблюдается только на средних стадиях катагенеза; сапропелевый и смешанный тип ОВ лорд — на ранних стадиях катагенеза, соответствующего бурым углям (Б₁—Б₂).

Наиболее распространены сухие газы в отложениях, находящихся на низких стадиях катагенеза, не претерпевших существенного погружения. К ним относятся месторождения и залежи в сеноманских отложениях севера Западной Сибири, газы майкопских и хадумских отложений Северного Кавказа, нижнесарматских и тортонских отложений Предкарпатья, эоценовых отложений Казахстана и др.

Генерация этансодержащих газов (этана более 3 %) определяется следующими условиями: сапропелевым либо смешанным типом ОВ газопроизводящих отложений, находящимся на средних и более высоких стадиях катагенеза; гумусовым ОВ газопроизводящих отложений при существенном содержании лейптинитовых компонентов в этом веществе, находящимся на средних стадиях катагенеза.

Этансодержащие газы наиболее разнообразны по своему составу, который определяется сочетанием главным образом двух факторов: соотношением гумусового и сапропелевого ОВ, с одной стороны, и степенью его преобразованности — с другой.

По имеющимся многочисленным данным, содержание тяжелых УВ, при прочих равных условиях, возрастает от длиннопламенной до жирной стадии катагенеза. По мере дальнейшего возрастания степени метаморфизма к коксовой, тощей и антрацитовой стадиям наблюдается некоторое снижение концентраций тяжелых углеводородных газов.

На основании исследований, проведенных во ВНИИГАЗе, частота встречаемости этансодержащих газов в свободном газе 3—9 % различных месторождений мира на длиннопламенной стадии катагенеза составляет 52 %, газовой — 73 %, далее она снижается на коксовой стадии до 50 %, отощеноспекающейся — 24 % и характеризуется практически полным отсутствием в зоне апокатагенеза.

Таковы в общих чертах выявленные генетические особенности газовой зональности. Однако в силу большой миграционной способности газа к вертикальному и латеральному перемещению в ряде случаев наблюдается искажение первичной или генетической зональности. При этом газы, мигрируя из зоны генерации, могут накапливаться в коллекторских толщах, характеризующихся, как правило, менее жесткими термобарическими условиями, поскольку вектор миграции газа всегда имеет вертикальную направленность из области больших давлений в области меньших давлений и температур. Такое искажение генетической зональности обычно фиксируется в районах, характеризующихся развитием контрастных тектонических форм.

Несмотря на значительное многообразие, определенные группы

НГБ характеризуются определенной зональностью распределения в их пределах ресурсов нефти и газа и их полезных компонентов. Нами рассмотрена региональная зональность распространения этансодержащих газов в пределах древних платформ, молодых платформ и межгорных впадин.

Для бассейнов докембрийских платформ, выполненных преимущественно палеозойскими отложениями, характерна преимущественная нефтеносность периферийных участков, верхних продуктивных горизонтов осадочного чехла (за исключением частей разреза с преобладанием гумусового ОВ), преимущественная газоносность прогибов и глубоких впадин. Верхняя газовая зона, как правило, отсутствует в результате неблагоприятных условий сохранности газа в течение длительного геологического времени. Анализ распределения гомологов метана в продуктивных отложениях древних платформ на территории СССР в зависимости от степени катагенеза ОВ показал, что доля метановых газов составляет 8,7 %, этановых — 73,2 %, этанпропановых — 18,1 %. Основные запасы газа древних платформ (57,5 %) сосредоточены в отложениях, достигших газовой стадии катагенеза ОВ. С длиннопламенной и буроугольной стадиями связано 19,9 % запасов газа, с жирной стадией — 21 % и коксовой — 1,6 %. Доля этансодержащих газов возрастает от 61,7 % на буроугольной стадии до 92,4 % на газовой и 100 % на коксовой стадии.

Рассмотрение термодинамических условий распространения этансодержащих газов в пределах древних платформ показало, что метановые газы охватывают зону с пластовым давлением 2—15 МПа и температурой 12—40 °С, этановые газы находятся в пределах пластовых давлений 15—30 МПа и температур 40—90 °С. Этан-пропановые газы с содержанием этана 6—9 % расположены в зоне пластовых давлений 30—55 МПа и температур 90—135 °С. Далее вниз по разрезу с увеличением пластовых давлений и в основном температур выделяются снова зоны этановых газов при давлении 50—60 МПа и температуре 135—165 °С и метановых газов при давлении 55—65 МПа и выше и температуре 165—185 °С и выше. Пропан-бутановые газы, связанные с нефтяными залежами, расположены в основном в зоне давлений 5—30 МПа и температур 20—80 °С. Таким образом, для зон газоаккумуляции в пределах древних платформ отмечается последовательное возрастание содержания этана в газе до 8—10 % на глубинах 4—5 км, а затем последовательное снижение до 1—2 % и менее на глубинах 5—7 км и ниже. Безусловно, в указанных интервалах могут быть и исключения, связанные с миграционными и другими процессами формирования месторождений и составов газов.

В нефтегазоносных бассейнах молодых платформ проявляется трехчленная зональность: газоносность глубин до 1500—2000 м, нефтегазоносность в интервале 2000—5000 м; преимущественная, но не исключительная газоносность глубоких впадин. При этом газовые месторождения, как правило, приурочены к унаследованным сводовым поднятиям и моноклинальным склонам платформенных частей, а нефтяные и к прогибам; большие глубины прогибов характеризуются преобладанием газоконденсатных залежей (Среднекаспийский, Азово-Кубанский, Западно-Сибирский и др.). В пригеосинклинальных частях бассейнов предгорного типа зона преимущественной нефтеносности опускается до глубины более 5—6 км, что связано с плохими условиями сохранности газовых залежей. Для бассейнов молодых плит в большей степени, чем для палеозойских, характерно широкое распростра-

нение гумусового типа ОВ, что предопределяет в ряде случаев преимущественную газоносность в их пределах открытых стратиграфических комплексов (нижний мел и юра Восточно-Кубанской впадины) или бассейнов в целом (Амударьинский).

В пределах Западно-Сибирской плиты отмечается приуроченность метановых газов в основном к отложениям с ОВ, достигшим буроугольной и длиннопламенной стадии катагенеза, а этановых и этан-пропановых — к газовой стадии, а также увеличение доли этан-пропановых газов с возрастом степени катагенеза ОВ.

В пределах Скифско-Туранской плиты около половины запасов газа приурочено к отложениям с ОВ, достигшим газовой стадии МК₂ (Г), 22 % приходится на буроугольную стадию, 24,6 % — на длиннопламенную и 7,5 % — на жирную. Доля этансодержащих газов также возрастает с увеличением стадии катагенеза ОВ от 5,2 % на буроугольной стадии до 100 % на жирной.

В целом для молодых платформ отмечается распространение метановых газов в зоне пластовых давлений 2—15 МПа и температур 10—75 °С, этановые и этан-пропановые газы охватывают зону пластовых давлений 10—32 МПа и температур 50—100 °С, что, видимо, обусловлено наличием нефтяных оторочек и нефтегазоконденсатных залежей в этих термодинамических интервалах. Ниже расположена зона преимущественно этановых газов при давлениях 25—40 МПа и температурах 100—130 °С и далее зона этан-пропановых газов при давлении 30—45 МПа и температурах 130—160 °С.

В глубоких зонах (давление более 45 МПа и температура выше 160 °С) развиты этановые и метановые газы. Пропан-бутановые газы нефтяных залежей развиты в интервале давлений 10—75 МПа и температур 40—165 °С. Таким образом, для молодых платформ по сравнению с древними отмечается распространение более жирных пропан-бутановых газов на меньших глубинах, хотя в целом зоны распространения этансодержащих газов более или менее совпадают.

Для межгорных впадин, выполненных кайнозойскими и мезозойскими отложениями, характерна значительная тектоническая нарушенность, что определило неблагоприятные условия сохранности газовых месторождений, преимущественную газоносность или нефтеносность отдельных впадин, распространение преимущественно метановых и этановых газов. Метановые газы встречены в пределах пластовых давлений 2—35 МПа, температур 20—115 °С и приурочены как к газовым, так и к нефтяным залежам. Этановые газы сосредоточены в интервале пластовых давлений 15—40 МПа и температур 40—100 °С. На больших глубинах сосредоточены в основном метановые газы. По-видимому, такая обедненность газов межгорных впадин тяжелыми гомологами обусловлена тем, что эти газы являются сингенетичными и характеризуют обстановку, в которой они сформировались.

Приведенные данные взаимосвязи термодинамических условий и зон распространения этансодержащих газов в пределах крупных зон газонакопления могут явиться основой прогноза качества газового сырья при проведении количественной оценки нефтегазоносности и позволят более обоснованно охарактеризовать сырьевую базу газохимического производства.

Е. В. Кучерук, Е. Р. Алиева

ГЕОДИНАМИЧЕСКАЯ ЭВОЛЮЦИЯ ОСАДОЧНЫХ БАССЕЙНОВ И ФОРМИРОВАНИЕ КРУПНЫХ ЗОН НЕФТЕГАЗОНАКОПЛЕНИЯ

При выборе научно обоснованной стратегии поисково-разведочных работ на нефть и газ как в старых, хорошо изученных НГБ, так и в новых, перспективных в нефтегазоносном отношении бассейнах, находящихся на начальном этапе освоения или не разведанных совсем, а также при долгосрочном планировании таких работ в основу должны быть положены не особенности образования отдельных залежей и месторождений, а региональные закономерности формирования и размещения ЗНГН. Большинство геологов-нефтяников (А. А. Бакиров, И. О. Брод, И. В. Высоцкий, Н. А. Еременко, В. Б. Оленин, Н. Ю. Успенская, В. Е. Ханн и др.) рассматривают ЗНГН как совокупность месторождений, объединяемых общностью территории, сходством геологического строения и условий нефтегазоносности и генетической связью ловушек с каким-либо региональным элементом (структурным, стратиграфическим, литологическим), хотя конкретные формулировки этого понятия, предлагаемые отдельными исследователями, имеют некоторые различия [4].

Однако генетическая связь самого регионального элемента с типом осадочного бассейна, в пределах которого он находится, и со стадийностью развития этого бассейна, как правило, не учитывается. Это определяет господствующий «статичный» подход к классификации ЗНГН. Не следует забывать, что осадочный бассейн является основной единицей нефтегеологического районирования, а ЗНГН формируются на определенном этапе его эволюции. Вместе с тем в отношении самих НГБ большинство существующих классификаций страдает тем же недостатком — статичностью подхода, т. е. бассейны рассматриваются с точки зрения современной структуры, а часто и морфологии. Между тем современная структура бассейна является результатом длительной, часто многоэтапной эволюции, причем переход от этапа к этапу может сопровождаться такими перестройками, которые приводят к изменению типа бассейна, его термобарических условий, а следовательно, и характерных для него ЗНГН [3].

Генетическая сущность ЗНГН, т. е. условия формирования регионального элемента и связанных с ним скоплений УВ могут быть поняты лишь на фоне картины эволюции осадочного бассейна. Ключ к такому последовательному динамическому подходу дает новая концепция тектоники литосферных плит, сменившая господствовавшие долгое время в геологии фиксистские представления.

С позиций тектоники литосферных плит в рамках одного геотектонического цикла термической и динамической эволюции литосферы — от раскола континента и роста новообразованной океанической впадины до «закрытия» океана и формирования шовной зоны орогена — можно выделить ряд последовательных этапов, которым соответствуют осадочные бассейны различного типа: рифтовые (внутриконтинентальные и межконтинентальные), эпирифтовые внутриконтинентальные и пассивных окраин континентов,

активных окраин континентов и островных дуг, разнообразные предгорные и межгорные бассейны. Среди современных осадочных бассейнов лишь немногие прошли один этап эволюции и соответствуют одному определенному типу, большинство же бассейнов прошло несколько этапов, каждый из которых запечатлен в их структуре, осадочном разрезе и, как следствие, в размещении ЗНГН. Наиболее сложные и крупные внутри- и окраинно-континентальные мегабассейны являются результатом многоэтапного развития, а иногда и повторения всего или части геотектонического цикла и характеризуются наибольшим разнообразием ЗНГН.

Рифтовые структуры и связанные с ними осадочные бассейны формируются на различных этапах эволюции литосферы: эпиплатформенные и эпискладчатые (в том числе в связи с мегасдвигами) — на стадии начального раскола континента (которая иногда наступает непосредственно после коллизионного орогенеза предшествующего геотектонического цикла); межконтинентальные и внутриокеанические — на стадии зарождающегося и разрастающегося океана; окраинных морей и некоторые межгорные (в том числе на срединных массивах) — на стадиях закрытия океана и формирования орогена в результате субдукции или коллизии. Все они обладают общими характерными особенностями структурного плана, осадочного выполнения и термобарических условий, что определяет специфику в них нефтегазообразования и нефтегазоаккумуляции [1]. Крупные ЗНГН в бассейнах рифтового типа (в том числе погребенных) связаны с линейными горстообразными поднятиями вдоль продольных разломов, отделяющих их от сопряженных грабенообразных впадин, либо с изолированными крупными, поднятыми по разломам блоками в пределах обширных грабенообразных депрессий. Формирование ловушек в пределах этих зон определяется системой пересекающихся продольных и поперечных разломов, образующих мозаичную структуру горстовых и моноклинальных блоков, с которыми связаны отдельные месторождения. Яркими примерами таких крупнейших ЗНГН являются Статфьорд-Брент, Данлин-Хаттон-Ниниан в грабене Вайкинг Североморского НГБ; Эль-Морган-Амал-Рас-Гараа в Суэцком грабене Красноморского НГБ; Дефа-Ваха-Зелтен-Хатейба (горстовая зона) и Амал-Нафура-Ауджила (крупный поднятый блок) в бассейне Сирт.

Следует отметить две основные особенности региональных ЗНГН НГБ рифтового типа: во-первых, связь с разломно-блоковой структурой фундамента, формирующейся в условиях растяжения, что определяет отсутствие характерных для других типов НГБ антиклинальных складок (структур сжатия) — традиционного первоочередного объекта поисков геологонефтяников; во-вторых, большое разнообразие ловушек, генетически связанных с такими блоками, в том числе и в вышезалегающих структурных этажах (соляно-купольные структуры, рифы, структуры уплотнения и др.) [1].

В рифтогенных бассейнах пассивной континентальной окраины региональными элементами, в пределах которых локализуются основные ЗНГН, служат в первую очередь различные «шарнирные зоны». Можно выделить два главных типа таких шарнирных зон: 1) зоны в области перехода континент—океан, непосредственно связанные со структурой фундамента (тектогенные), заложение которых происходит еще на раннем (рифтовом) этапе эволюции, и 2) зоны, выраженные только в осадочном чехле (седиментогенные) этапа собственно пассивной окраины и фиксирующие

границу морфоструктур шельф—склон на различных отрезках этого этапа.

Шарнирные зоны первого типа могут быть представлены: при ступенчатом погружении фундамента в сторону океана — крупными сбросами, амплитуда которых может быть существенно увеличена за счет воздействия нагрузки пород в процессе последующего осадконакопления; внешними «хребтами» фундамента на границе континент—океан, которые могут быть выражены либо горстовыми структурами (ограниченными сбросами с обеих сторон, причем в сторону океана амплитуда их, как правило, всегда значительно больше) или приподнятыми частями моноклинальных (ограниченных разломами с одной стороны) блоков континентальной коры, испытавших в процессе растяжения «запрокидывание» в сторону континента, либо вулканическими постройками рифтового этапа. Эти шарнирные зоны, обычно определяющие морфологическую границу шельф—склон на раннем этапе развития пассивной окраины, могут быть осложнены в процессе последующего осадконакопления вторичными связанными с ними барьерами, усиливающими морфологическую выраженность шарнирной зоны и ее влияние на условия седиментации. К числу таких вторичных образований относятся рифовые сооружения (чаще всего барьерные рифы), соляно-купольные поднятия (валы), выклинивания, фациальные изменения и стратиграфическое срезание осадочных пород. При этом, если рифы тяготеют к узким линейным зонам, то литолого-стратиграфические изменения (в том числе дельтовые, баровые и другие образования) и соляно-купольная тектоника имеют более широкое площадное развитие, однако в целом также тяготеют к мобильной зоне сочленения континентальной и океанической коры.

Шарнирные зоны первого типа служат, как правило, внутренним (преимущественно разломы) и внешним («хребты» фундамента и связанные с ними вторичные осложнения) ограничением глубоких впадин, формирующихся на утоненной континентальной или переходной (рифтового типа) коре. Большая скорость прогибания, большая мощность осадков и условия ограниченного водообмена в таких впадинах создают в них благоприятные условия для формирования высококачественных нефте- и газоматеринских толщ. Внутренние и особенно внешние шарнирные зоны, ограничивающие эти впадины, занимают исключительно благоприятное положение для формирования крупных ЗНГН. К таким ЗНГН относятся, например: зона, связанная с крупноамплитудным разломом, ограничивающим впадину Авалон Новошотландского НГБ, к которой приурочено крупнейшее месторождение Хиберния; поднятие Агний (внешний горст фундамента) во впадине Огове Кванза-Камерунского НГБ, к восточной части которого тяготеют наиболее крупные месторождения нефти этого бассейна; «тренд» Скотт-Риф (возможно, вулканическое поднятие) в НГБ Броус и поднятие Ранкин (горст фундамента) южнее, в НГБ Карнарвон, с которыми связаны наиболее крупные месторождения на северо-западном шельфе Австралии; зона Паргу-Гарупа-Наморато в бассейне Кампос на внутреннем склоне пограничного горста на шельфе Бразилии. Формирование залежей УВ в таких ЗНГН может происходить как за счет реализации нефтегазового потенциала сингенетичных материнских толщ, накапливающихся во внутренней впадине, так и за счет миграции УВ по разломам из подстилающих отложенный рифтового этапа. Следует отметить, что дополнительным фактором, обуславливающим высокую перспективность таких ЗНГН, является частая приуроченность к шарнирным зонам высокочемких пород-коллекторов в связи

с тектонической трещиноватостью, а также выветриванием и выщелачиванием.

В дальнейшем, после заполнения осадками внутренних впадин, шарнирные зоны первого типа могут оказаться погребенными под более поздними осадочными образованиями, а связанные с ними вторичные структурные и литологические осложнения могут постепенно мигрировать в сторону океана на несколько десятков километров (риффы, соль, дельты) или отступать в сторону континента под влиянием изменения уровня моря, воздействия глубинных течений, поднятия и эрозии [6]. Таким образом, формирующиеся на этой стадии шарнирные зоны второго типа хотя и могут быть связаны постепенным переходом с шарнирными зонами первого типа, тем не менее уже не отражают пограничные структуры фундамента и не трассируют зону перехода континент—океан. Яркими примерами ЗНГН в связи с шарнирными зонами второго типа могут служить прежде всего барьерные риффы: высокопродуктивный тренд Реформа и его морское продолжение в заливе Кампече в южной части Мексиканского залива; эскарп плато Блейк, осложненный рифами, с которыми связаны основные перспективы открытий на атлантическом шельфе США, и др. К этому же типу ЗНГН могут быть также отнесены соляные валы, широко развитые, например, в прибрежной части и северной акватории Мексиканского залива. В областях дельтового осадконакопления региональные ЗНГН связаны главным образом с зонами конседиментационных «сбросов роста» и ассоциированных с ними антиклиналей обратного волочения и региональными зонами выклинивания (НГБ Мексиканского залива, дельта Нигера). Кстати, наиболее высокопродуктивный пояс дельты Нигера, значительная часть которой расположена на океанической коре, тяготеет к погребенной под дельтовыми осадками зоне перехода континент—океан, т. е. шарнирной зоне первого типа.

Выделение в НГБ пассивных окраин континентов двух типов шарнирных зон — связанных и не связанных со структурой фундамента — необходимо, поскольку оно в значительной мере предопределяет стратегию поисков ЗНГН (соответственно снизу вверх или сверху вниз) на определенных участках и стратиграфических уровнях разведываемого НГБ.

В процессе дальнейшей эволюции литосферы, на стадии перехода пассивной окраины в активную, ступенчатые сбросы фундамента, с которыми связаны шарнирные зоны первого типа, в условиях сжатия могут трансформироваться во взбросы. Обратные движения по этим глубинным разломам, постепенно мигрирующие в глубь континента, могут привести к формированию в осадочном чехле над ними протяженных зон надразломных антиклинальных складок. Возможно, именно с таким типом структур связано большинство ЗНГН на платформенном борту Месопотамского прогиба (в том числе крупнейшее в мире месторождение — зона Гавар), Оренбургский вал в современном сложнопостроенном Волго-Уральском НГБ и др. Сохранение таких структур, отчасти унаследованных со стадии пассивной окраины, возможно лишь при наличии очень широкой области опускания континентальной окраины в сторону океана. В бассейнах пассивных окраин с неширокими областями опусканий, а также в существующих относительно недолго бассейнах окраинных морей, для которых характерны многие типы ЗНГН пассивных окраин, подобные структуры могут впоследствии оказаться полностью в пределах внешней зоны орогена либо

будут субдуцированы под ороген или погребены под молассаами предгорного прогиба.

Поскольку бассейны островных дуг и активных континентальных окраин, характерные для стадии закрытия океана, к настоящему времени изучены сравнительно слабо, за исключением их более древних частей, уже вступивших на орогенную стадию развития (бассейны Сахалина, Суматры, Явы и др.), перейдем непосредственно к бассейнам этой стадии, подразделяемым на две крупные категории — предгорные и межгорные бассейны.

Формирование предгорных бассейнов начинается уже на предороженной — раннеорогенной стадии, отвечающей стадии закрытия океана (окаинного моря), когда в погружение втягиваются окраинные области прилегающей суши, в том числе участки ранее существовавших внутриконтинентальных бассейнов (так называемые области перикратонных опусканий). Для этой стадии характерно формирование двух сопряженных морфоструктур — глубоководной впадины (часто не компенсированной осадконакоплением, с образованием высокобитуминозных толщ доманикового типа) и ограничивающего ее со стороны континента вала или флексуры. Этот вал (или флексура) является своеобразной шарнирной зоной, последовательно мигрирующей в сторону континента [5]. С ней часто связаны крупные ЗНГН, чему способствуют ассоциированные с ней барьерные рифы, опесчанивание пород, их выклинивание и срезание за счет несогласия. Очевидно, такими являются ЗНГН, связанные с девонскими рифами Западно-Канадского НГБ, ЗНГН, включающая месторождения Прадхо-Бей и Купарук в НГБ Северного склона Аляски. Следует отметить, что развитие барьерных рифов способствует также изоляции бассейна со стороны континента (с другой стороны ограничением служит растущее горное сооружение). Это способствует накоплению в бассейне карбонатно-эвапоритовой толщи, соленосные пласты которой служат хорошими покрывками.

При дальнейшем развитии процесса орогенеза наряду с формированием продольных антиклинальных зон, с которыми связаны широко известные ЗНГН, важную роль приобретает также надвигообразование на границе ороген — предгорный прогиб. Надвиговые пояса на складчатом борту и на границе ороген — прогиб являются важнейшими региональными элементами, контролирующими крупные ЗНГН в предгорных бассейнах, например, надвиговой пояс североамериканских Кордильер, Предкарпатье и др. [3].

В межгорных бассейнах орогенной стадии крупные ЗНГН связаны также в первую очередь с антиклинальными и надвиговыми зонами. Спецификой антиклинальных зон, однако, является их возможная связь на глубине с погребенными антиклинориями или горстовыми структурами фундамента, а надвиговых зон — их развитие не только по периферии бассейнов, но иногда и в их центральных частях, вдоль границ отдельных блоков фундамента [9].

Следует подчеркнуть, что концепция тектоники плит, предусматривающая крупные горизонтальные перемещения, значительно расширяет перспективы нефтегазоносности предгорных и межгорных бассейнов за счет поднадвиговых участков, в том числе под кристаллическими и метаморфическими породами фундамента.

В сложнопостроенных мегабассейнах многоэтапного развития основными региональными элементами, контролирующими размещение крупных ЗНГН, являются: линейные структуры над погребенными хребтами различного

типа, в том числе древние шарнирные зоны, инверсированные авлакогены, активизированные блоки фундамента (Немаха, Доно-Медведицкий вал. Вичита и др.); крупные изометричные области, связанные с внутри- и межбассейновыми сводовыми поднятиями, разделявшими области максимального прогибания (Урало-Поволжье, Западная Сибирь, Цинциннатская антеклизы); активизированные зоны сочленения разновозрастных элементов фундамента (алжирская Сахара), а также в пределах сохранившихся погребенных бассейнов предшествующих стадий — специфические для них ЗНГН (Большой Артезианский бассейн Австралии).

В заключение следует сделать несколько замечаний. Прежде всего — о самом термине ЗНГН. Термин «зона» подразумевает линейность, а для изометричных ЗНГН, возможно, следует заменить этот термин на «ареал» или «область». Что касается определения ЗНГН, то с учетом изложенного представления об осадочных бассейнах как о динамических системах его можно сформулировать следующим образом: зоной или ареалом нефтегазонакопления следует считать группу известных и возможных месторождений, формирование которых и их размещение по площади и разрезу генетически связано с региональным элементом (структурным или седиментационно-денудационным), закономерно образующимся и (или) активизирующимся на определенном этапе эволюции НГБ. Имеется три существенных отличия этого определения от ранее предлагавшихся: 1) необязательная однотипность месторождений в пределах ЗНГН; 2) связь с определенным этапом эволюции НГБ, что ограничивает стратиграфическую приуроченность ЗНГН интервалом проявления в разрезе регионального элемента, с которым она ассоциирована, и обуславливает возможность выделения погребенных ЗНГН, не связанных с современным структурным планом; 3) связь с дальнейшей эволюцией НГБ, выражающаяся в «сквозном» развитии или реактивизации структурного элемента (например, развитие надразломных складок или зон трещиноватости над реактивизированными разломами и др.).

Наряду с единичными ЗНГН следует, возможно, выделять системы однотипных, субпараллельных ЗНГН близкого, но не идентичного возраста, что связано с характерной для многих региональных элементов миграцией во времени (например, различные «тренды» НГБ Мексиканского залива, системы девонских рифов Западной Канады и др.); выделение таких систем на фоне направленной эволюции НГБ позволяет при обнаружении одной из таких ЗНГН прогнозировать развитие остальных. В случае приуроченности нескольких однотипных или разнотипных ЗНГН к единому крупному элементу, возможно, следует говорить о комплексе ЗНГН (Доно-Медведицкий вал, Центральное поднятие Пермского НГБ США, нефтяной пояс Ориноко и др.). При предлагаемом эволюционном подходе многие традиционно выделяемые зоны и ареалы нефтегазонакопления приобретают более четкую генетическую характеристику. Это позволяет более целенаправленно проводить работы по выделению таких зон в НГБ различного типа и в разных структурных этапах сложнопостроенных НГБ и научно обоснованно проводить поиски скоплений УВ в пределах самих зон или ареалов. Геодинамическая интерпретация с таких позиций должна быть проведена для всех известных ныне крупнейших ЗНГН. Это будет способствовать выявлению аналогичных зон не только в слабозведанных, но и в хорошо изученных НГБ.

1. Алиева Е. Р., Кучерук Е. В. Рифтовая стадия развития осадочно-породных бассейнов и специфика их нефтегазоносности. — В кн.: Осадочные бассейны и их нефтегазоносность. М.: Изд-во МГУ, 1981, с. 14—16.
2. Кучерук Е. В., Алиева Е. Р. О причинах высокой перспективности на нефть и газ зон надвигов. — Нефтегаз. геология и геофизика, 1982, № 12, с. 21—23.
3. Кучерук Е. В., Алиева Е. Р. Эволюционная классификация осадочных бассейнов с позиций тектоники плит — основа оценки их нефтегазового потенциала. — В кн.: Геологические методы поисков и разведки месторождений нефти и газа. М., 1983, с. 8—12. (Экспресс-информация ВИЭМС; Вып. 4).
4. Трофимук А. А., Карагодин Ю. Н., Мовшович Э. Б. Проблема совершенствования понятийной базы геологии нефти и газа на примере понятия «зона нефтегазо-накопления». — Геология и геофизика, 1982, № 5, с. 5—11.
5. *Beaumont Ch.* Foreland basins. — *Geophys. J. Roy. Astron. Soc.*, 1981, vol. 65, N 2, p. 291—299.
6. *Sheridan R. E.* Recent research on passive continental margins. — *Soc. Econ. Paleontol. and Mineral. Spec. Publ.*, 1981, N 32, p. 39—55.

УДК 553.98.061.15

*А. А. Аксенов, А. А. Голов, Л. Г. Кирюхин,
В. В. Пайразян, А. А. Размышляев*

ГЕНЕТИЧЕСКИЕ ПРЕДПОСЫЛКИ ФОРМИРОВАНИЯ СКОПЛЕНИЙ УГЛЕВОДОРОДОВ В ПОДСОЛЕВЫХ ОТЛОЖЕНИЯХ

Условия формирования месторождений нефти и газа в подсолевых отложениях рассматриваются на примере алжирской части Сахаро-Ливийского бассейна (Триасовая провинция) и Прикаспийской впадины.

В Триасовой провинции между докембрийским фундаментом и мощной соленосной толщей триаса залегают терригенные отложения палеозоя (от кембрия до перми включительно), с которыми связана промышленная нефтегазоносность этого бассейна. Основные запасы нефти сосредоточены в кембрийском резервуаре, а газа — в триасовом.

Палеотектонические построения позволили установить нижнюю возрастную границу образования залежей УВ. Она датируется концом триаса — началом юры. В это время были сформированы стратиграфически экранированная ловушка на площади Хасси Мессауд, где кембрийский резервуар был перекрыт терригено-соленосной толщей триаса, и пластовые ловушки на площадях Хасси Р'Мель, Хауд Беркауи и других в пермско-триасовом комплексе. С этим временем связано и начало региональной миграции УВ из областей их генерации — Предатласских прогибов, впадин Уэд Миа и Радамес. В их пределах широко развит комплекс нефтегазопроизводящих пород (глины готландия, микроконгломератовые аргиллиты и аргиллиты ордовикско-раннесилурийского возраста), вступивших в это время в ГФН. Имеющиеся данные свидетельствуют о высоких потенциальных возможностях этих продуцирующих толщ.

Верхняя граница формирования залежей по ряду геологических признаков определяется заключительным этапом австрийской фазы тектогенеза — предапским временем. Так, во всех выявленных нефтяных месторождениях давление насыщения нефти соответствует расчетному гидростатическому,

которое могло существовать в резервуарах в преаптское время. Разница же между современными пластовыми давлениями и давлениями насыщения нефтей близка (с учетом коэффициента аномальности пластового давления) к давлению, оказываемому толщиной пород, накопившейся в послеаптское время.

Большинство ловушек недозаполнено УВ, при этом свободный объем ловушек пропорционален росту амплитуд поднятий в послеаптское время. Локальные поднятия, расположенные в ЗНГН, но образовавшиеся в аптский век, не содержат промысленных скоплений нефти или газа (Хасси Дзабат, Хасси Дзабат Север, Бу Сташ Юг и др.).

Положение ВНК по отношению к поверхности преаптского несогласия свидетельствует о том, что к началу апта нефтяные залежи располагались на близком гипсометрическом уровне — от 2240 до 2070 м. Причем при их удаленности друг от друга более чем на 400 км амплитуда колебания отметок ВНК всех нефтяных залежей в преаптское время не превышала 170 м. Современная же разница глубин ВНК — более 2 км. Положение ГНК в преаптское время определялось глубинами от 1800 до 1860 м, т. е. амплитуда их колебаний была около 60 м. В настоящее время она достигает 800 м.

По данным литолого-фациальных и палеотектонических построений рассматриваемая область представляла собой своеобразную региональную структурно-литологическую ловушку площадью около 100 000 км², полого погружающуюся на северо-восток. Триасовый и кембрийский резервуары, участвующие в строении этой ловушки, были гидродинамически связаны. Распределение УВ в резервуарах подчинялось законам гравитации. В соответствии с гипсометрическим положением ВНК и ГНК месторождений можно утверждать, что верхняя часть гигантской структурно-литологической палеоловушки (выше изогипсы —1900 м) к началу апта была газонасыщенной, средняя часть (—1900 ÷ —2240 м) — селективно нефтенасыщенной, а нижняя (ниже —2240 м) — водонасыщенной. Из этого следует предположить, что на месторождении Хасси Мессауд в преаптское время существовала небольшая газовая шапка, поскольку сводовая часть поднятия находилась выше изогипсы —1900 м, а на площади Хасси Р'Мель — нефтяная оторочка в пределах северной переклинали поднятия. Амплитуда ловушки месторождения Хасси Мессауд была значительно меньше современной, и приуроченная к ней залежь, кроме кембрийского резервуара, вероятно, частично заполняла и триасовый резервуар на северо-западном крыле поднятия, выходя за контуры залежи по кровле кембрийских образований.

Заключительная фаза австрийского тектогенеза заложила основы существовавшей перестройки структурного плана рассматриваемой территории и привела к дифференциации ее основных элементов. При этом на фоне общего погружения впадины Уэд Миа относительное воздымание испытывали сводовые поднятия Тильремт, Хасси Мессауд и ряд локальных структур.

Увеличение амплитуд ловушек привело к локализации в них залежей УВ и расширению зоны водонасыщения, постепенно захватывающей погруженные участки, разделяющие локальные поднятия. В водонасыщенных частях резервуаров широкое распространение получили процессы катагенетического преобразования пород, проявившиеся в основном в окварцевании и засолении порового пространства коллекторов.

Движение пластовых вод в послеаптское время было ограниченным

и определялось изменением гипсометрического положения резервуаров. Дальнейшее катагенетическое преобразование пород-коллекторов привело к полной гидродинамической изолированности подсолевых комплексов пород, что способствовало развитию АВПД.

Таким образом, региональный палеорезервуар, объединявший в предаптское время кембрийские и пермско-триасовые коллекторы и обладавший четким зональным распределением в нем флюидов, после проявления австрийской фазы тектогенеза распался сначала на зоны нефтегазонакопления, связанные с валообразными и сводовыми поднятиями, а затем на изолированные локальные залежи структурного и неструктурного типов. Естественно, в газонасыщенной зоне палеорезервуара были сформированы газовые залежи, в нефтенасыщенной — нефтяные.

В послеаптскую историю развития нефтегазонасыщенной области сформировавшиеся залежи претерпели существенные изменения. На площади Хасси Мессауд в результате роста амплитуды поднятия и изменения регионального наклона слоев залежь УВ полностью локализовалась в кембрийском резервуаре. Причем возрастание пластового давления с 18 МПа в предаптское время до 51 МПа в современных условиях привело к растворению газовой шапки в нефти и преобразованию залежи в нефтяную, недонасыщенную газом. При этом ловушка оказалась заполненной на 90 %. Аналогичные изменения, очевидно, произошли и на других нефтяных месторождениях (Бен Кала, Хауд Беркауи, Гелала и др.).

Относительно месторождения Хасси Р'Мель также следует предполагать изменение фазового состояния залежи. Возрастание амплитуды ловушки с одновременным «нагнетанием» в нее дополнительных порций газа из областей АВПД могло привести к полному растворению нефтяной оторочки в газе и образованию газоконденсатной системы.

В Прикаспийской впадине одной из особенностей строения подсолевых отложений является широкое распространение в ее бортовых зонах карбонатных отложений позднедевонско-раннепермского (западная и северная прибортовые зоны) или позднедевонско-среднекаменноугольного возраста (восточная, юго-восточная и юго-западная прибортовые зоны). Анализ геолого-геофизических материалов показывает, что карбонатные отложения слагают различные по размерам тектоно-седиментационные и седиментационные структуры. В настоящее время можно выделить несколько их типов. По западной и северной периферии впадины развиты карбонатные бортовые уступы. Их высота достигает 1,5 км, и гребни их осложнены незначительными по размерам органогенными постройками длиной до 5, шириной до 1 км и амплитудой до 300 м. В восточной части Прикаспийской впадины в пределах предполагаемого московско-верхнекаменноугольного карбонатного уступа выявлены более крупные по размерам (9×7 км и высотой 200 м) органогенные постройки.

На юге и востоке впадины карбонатные отложения каменноугольного возраста образуют крупные по размерам, сравнительно плоские «карбонатные платформы», полуостровного типа. В пределах подобной карбонатной платформы открыто на юго-западе впадины Астраханское газоконденсатное месторождение, на востоке — Кенкиякское нефтяное.

Третий тип карбонатных сооружений представляет также крупная по размерам Каратон-Тенгизская «карбонатная платформа» полуостровного типа, но в отличие от Астраханской осложненная крупными (площадь до

400—500 км²) и высокоамплитудными (до 800—1000 м) рифовыми массивами.

К подобным типам карбонатных построек можно отнести и Карачаганак-Троицкую зону, в одной из высокочемких ловушек которой, Карачаганакской, открыто газоконденсатное месторождение.

В истории геологического развития северной и остальных прибортовых зон Прикаспийской впадины фиксируются принципиальные различия, выражающиеся в наличии в пределах последних глубокого предпермского размыва. Этим размывом на востоке, юге и западе впадины были уничтожены различные секции карбонатного каменноугольного разреза: верхняя часть среднего карбона, верхний карбон на месторождениях Кенкияк, Астраханском, Лободинском, верхи нижнего карбона, средний—верхний карбон на месторождениях Каратон-Тенгизской зоны.

На подавляющей части территории Прикаспийской впадины соленосные серии лежат на подстилающих породах согласно, с постепенным переходом. На востоке же впадины на Кенкиякско-Жанажольском участке соленосные толщи залегают с перерывом в осадконакоплении и из разреза выпадают различные по мощности части нижнепермских терригенных толщ.

Указанные различия в развитии рассматриваемых зон могли способствовать сохранению газов ранней генерации в северной бортовой зоне и их практически полному уничтожению в остальных бортовых зонах.

Важнейшей особенностью подсолевых отложений Прикаспийской впадины, предопределившей распределение в пространстве зон газо- и нефтенакопления, является то, что южная и западная ее бортовые части (Астраханская, Каратон-Тенгизская, Волгоградская ЗНГН) характеризуются гораздо более интенсивным геотермическим полем, чем северо-восточная и восточная (Карачаганак-Троицкая, Кенкиякско-Жанажольская зоны). В первых зонах на глубинах 4 км пластовые температуры составляют 110°, во вторых — около 70°.

На территории Прикаспийской впадины в пределах выделенных зон нефтегазонакопления установлен преимущественно элизионный режим пластовой системы. Общая газонасыщенность вод превышает 2000 см³/л, газы преимущественно метанового состава с большим содержанием кислых компонентов (CO₂ и H₂S).

Для ЗНГН Прикаспийской впадины характерно древнее время их структурной выраженности. Так, на девонском этапе в Астраханско-Карачаганак-Троицкой полосе существовали крупные конседиментационные поднятия, унаследованно развивающиеся от выступов фундамента.

В позднедевонское время на юге Прикаспийской впадины обособились Астраханский свод и Каратон-Тенгизская зона поднятий, в пределах которых позднедевонские отложения сложены карбонатными, возможно, рифогенными породами мощностью до 500 м. Крупная Карачаганак-Троицкая региональная зона поднятий сформировалась в это же время в северо-восточной части впадины.

Вдоль западного и северного бортов впадины в позднем девоне начал формироваться барьерный риф, с которым, вероятно, связано несколько региональных зон нефтегазонакопления.

Таким образом, уже к началу каменноугольного времени существовали тектоно-седиментационные условия для формирования ЗНГН в терригенных и карбонатных отложениях девона, связанных с региональными зонами

поднятий. Дальнейшая дифференциация структурных форм, обусловленная в бортовых зонах впадины в основном интенсивными процессами карбонатной седиментации, имела место в каменноугольное время.

К концу карбона крупные тектоно-седиментационные поднятия с амплитудой до 2 км сформировались на Астраханском своде, Каратон-Тенгизской зоне, Карачаганакско-Кобландинском выступе. На востоке Прикаспийской впадины в пределах восточного склона Жаркамысского выступа фундамента обособилась Жанажол-Торткольская система барьерных рифов, на Енбекском своде карбонатными породами нижнего—среднекаменноугольного возраста была образована Кенкияк-Бактыкарынская зона поднятий. Таким образом, в каменноугольный период формирование структуры ЗНГН происходило преимущественно в условиях карбонатной седиментации.

Пермский этап развития Прикаспийской впадины характеризовался наиболее интенсивным прогибанием. На этом этапе морфологическая выраженность Астраханского свода и Каратонско-Тенгизской зоны поднятий практически не изменилась: нижнепермские отложения представлены мало мощной (100—150 м) пачкой глинисто-карбонатных пород; завершилось формирование западного и северного бортовых уступов; амплитуда Карачаганакско-Троицкой зоны поднятий увеличилась примерно на 400 м.

На востоке впадины терригенные нижнепермские отложения перекрыты с несогласием каменноугольными отложениями, и по их поверхности здесь образовалась моноклираль. Дальнейшее погружение Прикаспийской впадины, происходившее в кунгурское время, компенсировалось накоплением мощной соленосной толщи.

Анализ палеотектонического развития зон нефтегазоаккумуляции, а также геохимических и геотермических данных показал следующее.

В северной, западной и юго-западной частях впадин, где крупные ЗНГН связаны с карбонатным типом разреза подсолевых отложений, формирование залежей происходило в основном за счет собственного генерационного потенциала карбонатных пород зон. При этом по мере прогрессирующего катагенеза пород и ОВ менялся состав генерируемых ими УВ, что нашло отражение в постепенном изменении фазового соотношения УВ в залежах. Сначала (к концу перми) ловушки рифогенного типа заполнялись преимущественно жидкими УВ, образуя нефтяные палеозалежи, а затем (в конце триаса) подток газа поздней генерации оттеснял нефть вниз по резервуару, формируя газоконденсатную систему в результате растворения легких компонентов нефти в газе. Таким путем происходило формирование Астраханского и Карачаганакского газоконденсатных месторождений.

Интенсивный подток газообразных УВ в Астраханское месторождение, по-видимому, происходил в кайнозойскую эру за счет выделения растворенного в пластовых водах газа в свободную фазу во время инверсионных движений, амплитуда которых достигала 400 м. Высокая минерализация и газонасыщенность пластовых вод, даже при сравнительно малой амплитуде инверсии, обусловили возможность выделения в свободную фазу большого количества газа, значительно превышающего его разведанные запасы. При этом наличие эвапоритовой покрышки способствовало максимальной сохранности газа на путях миграции к залежи.

Обобщая изложенный материал, представляется возможным выделить следующие основные генетические предпосылки формирования крупных ЗНГН:

1. Наличие крупных высокочемких ловушек различного типа к началу региональной миграции УВ. В Триасовой провинции таковой являлась гигантская структурно-литологическая палеоловушка, объединявшая терригенные резервуары кембрийского и пермско-триасового возраста. Время формирования этой ловушки совпало с началом региональной миграции УВ (поздний триас — ранняя юра). Для Прикаспийской впадины характерна древняя структурная выраженность высокочемких палеоловушек. Они приурочены к карбонатным образованиям, слагающим крупные и высокоамплитудные тектоно-седиментационные и седиментационные структуры, заложившиеся до начала миграции УВ.

2. Наличие надежной региональной покрывки, препятствующей рассеиванию УВ как в процессе их миграции, так и после аккумуляции в залежах.

3. Обеспечение условий сохранности залежей в процессе перестройки структурного плана регионов. В Триасовой провинции сохранность локальных углеводородных скоплений обеспечивалась их катагенетической запечатанностью; в Прикаспийской впадине — дополнительным подтоком УВ, который, по-видимому, происходит в настоящее время.

4. Инверсионное воздымание ЗНГН и прилегающих нефтегазосборных площадей при условии сохранности изолированности природных резервуаров. На юге Прикаспийской впадины в процессе кайнозойской инверсии происходило выделение в свободную фазу газа, растворенного в пластовых водах, количество которого могло обеспечить формирование крупных зон газонакопления.

УДК 551.242.52 + 553.98

А. К. Мальцева

ВОЗМОЖНОСТИ ФОРМИРОВАНИЯ ЗОН НЕФТЕГАЗОНАКОПЛЕНИЯ НЕАНТИКЛИНАЛЬНОГО ТИПА В ЮРСКИХ ФОРМАЦИЯХ ЭПИПАЛЕОЗОЙСКИХ ПЛИТ СССР

Проблема обнаружения зон нефтегазонакопления литологического, стратиграфического и комбинированного типов относится к одной из наиболее актуальных. Она широко обсуждалась на международных нефтяных конгрессах — VII (Мехико, 1967 г.), VIII (Москва, 1971 г.), IX (Токио, 1975 г.), на всесоюзных совещаниях и семинарах.

Наиболее значительными исследованиями по этой проблеме являются труды И. М. Губкина, И. О. Брода, А. А. Бакирова, Г. А. Хельквиста, К. С. Маслова, В. А. Гроссгейма, Г. А. Каледы, А. Леворсена, Н. Басса, Д. Буша, Дж. Рига, М. Хэлбути, Р. Кинга и многих других.

И. М. Губкин, а в более поздние годы Р. Кинг и другие исследователи обратили внимание на то, что образование залежей в ловушках структурного типа должно являться более частным случаем по сравнению с возникновением их в ловушках литологического, стратиграфического и смешанного типов, так как формирование последних является универсальным процессом, прослеживающимся на протяжении всего развития седиментационных бассейнов.

Исследование возможностей обнаружения залежей неантиклинального типа в юрских отложениях эпипалеозойских плит СССР проведено на основе формационного анализа. Осадочные формации, с нашей точки зрения, представляют собой естественно выделяющиеся благодаря своей литологической однородности крупные геологические тела, обособленные в пространстве от смежных тел, образовавшиеся в определенных палеотектонических и палеогеографических условиях и соответствующие по своему стратиграфическому объему ярусу или отделу, реже — нескольким отделам или части яруса.

В составе формации нами выделяются субформации, которые в свою очередь подразделяются на фации. Субформации характеризуются своеобразием литологического состава и структуры, обусловленным спецификой палеотектонических и палеогеографических условий образования. Субформации представляют собой части (верхние, нижние и т. д.) тела формации.

Ловушки неантиклинального типа распространены во всех без исключения формациях, однако их количество и разнообразие форм существенно различны в формациях определенного состава и генезиса. В свою очередь, внутри формаций, наиболее благоприятных для поисков зон нефтегазонакопления неантиклинального типа, выделяются субформации и фации, обладающие максимальными перспективами в этом отношении. Так, главными объектами поисков разнообразных генетических типов зон нефтегазонакопления являются терригенные, терригенные угленосные и субугленосные формации, образовавшиеся в начальные трансгрессивные фазы циклов второго порядка (мезоциклов).

Среди фациальных комплексов наиболее благоприятны для поисков отложения мелководно-морские, прибрежные, дельтовые и аллювиальные. Из всего многообразия литологически ограниченных ловушек самыми перспективными являются ловушки, связанные с дельтовыми и баровыми отложениями. Об этом свидетельствуют данные о разведанных запасах нефти и газа в мире для неантиклинальных залежей.

Анализ распределения выявленных промышленных скоплений УВ антиклинального и неантиклинального типа в юрских отложениях указывает на их связь с определенными типами формаций и субформаций: терригенной субугленосной ниже-среднеюрской, карбонатной келловей-оксфордской и терригенной слабокарбонатной верхнеюрской. Терригенно-карбонатная формация верхней юры, развитая на территории Восточного Предкавказья и в западной части Туранской плиты, характеризуется или отсутствием залежей (Северо-Устюртская нефтегазоносная область), или развитием относительно небольших скоплений УВ. Эвапоритовая формация характеризуется непродышленными скоплениями нефти и газа в межсолевых карбонатно-ангидритовых отложениях. Группа терригенных красноцветных формаций отличается полным отсутствием промышленных скоплений УВ.

Внутри юрских нефтегазоносных формаций залежи УВ распределены также неравномерно и приурочены главным образом к определенным субформациям.

В песчано-глинистой ниже-среднеюрской формации нами выделяются три субформации: преимущественно глинистая существенно морская, песчано-глинистая смешанного происхождения и глинисто-песчаная существенно континентальная. Наиболее благоприятными для обнаружения неантиклинальных ловушек являются территории развития субформаций

глинисто-песчаной существенно континентальной и песчано-глинистой смешанного происхождения.

Хорошо разбуренная глинисто-песчаная существенно континентальная субформация практически на всей территории своего распространения лишена значительных промышленных скоплений УВ (Центральнокаракумский свод, Дарьялык-Дауданский прогиб на Туранской плите, восточная, юго-восточная, южная и юго-западная бортовые части Западно-Сибирской плиты). Исключения составляют лишь небольшие по запасам нефтяные и газовые залежи в Приуральской нефтегазоносной области и в северо-восточной части Бухарской ступени.

Глинисто-песчаная существенно континентальная субформация представлена аллювиальными, делювиальными, пролювиальными отложениями при небольшом участии прибрежно-морских образований, приуроченных к верхам разреза. На долю песчаных пород здесь приходится от 50 до 80 % разреза (Центральнокаракумский свод, Омская и Чулымская впадины и др.). Выдержанные глинистые прослои внутри субформации в разрезе отсутствуют, что, видимо, является главной причиной ее непродуктивности (отсутствие экранов).

В составе наиболее насыщенной нефтью и газом песчано-глинистой субформации смешанного генезиса широко распространены отложения прибрежные и мелководно-шельфовые, занимающие огромные пространства вследствие перемещения во времени береговой линии; среди переходных и континентальных — дельтовые и аллювиальные. Отложения субформации имеют четко выраженное цикличное строение, вследствие чего отмечается чередование в разрезе пачек преимущественно глинистого и преимущественно песчаного состава, что особенно характерно для Прикумской, Южно-Мангышлакской и Амударьинской нефтегазоносных областей.

На Скифской плите в составе песчано-глинистой субформации смешанного происхождения, распространенной преимущественно в Восточном Предкавказье и отчасти в низах разреза Восточно-Кубанской и Чернолесской впадин, наиболее широкое развитие получают зоны выклинивания песчаных горизонтов.

В Амударьинской синеклизе в области развития рассматриваемой субформации изучены возможности обнаружения залежей неантиклинального типа совместно Н. И. Громадиной и др. [4].

Расчленение разреза терригенной юры на проницаемые горизонты и покрышки с последующим их прослеживанием в районах, изученных бурением, показало, что на склонах валов, поднятий, тектонических ступеней происходит выклинивание или отмечается прилегание к выступам фундамента отдельных горизонтов.

Наиболее значительными и перспективными являются зоны выклинивания на северном склоне Бадхыз-Карабильского поднятия, зоны прилегания XIX и, возможно, XX проницаемых горизонтов и выклинивания XVII и XVIII горизонтов на юго-западном и южном склонах Чарджоуского выступа, зоны прилегания XIX и XX горизонтов на склонах Ачакского вала и, по всей вероятности, на склонах Кирпичлинского, а также на южных склонах Багаджинского и Учаджинского валов.

Проведенная детальная корреляция разрезов Амударьинской синеклизы позволила проследить субрегиональное внутриформационное стратиграфическое и угловое несогласие, с которым могут быть связаны стратигра-

фические, структурно-стратиграфические и литолого-стратиграфические ловушки на границе байосского и батского ярусов. Наиболее четко это несогласие фиксируется в пределах Ачакского и Султансанджарского валов, где отложения батского яруса трансгрессивно залегают на разновозрастных отложениях аалена и байоса.

В пределах Западно-Сибирской плиты в отложениях субформации вопрос о возможности обнаружения неантиклинальных типов ловушек освещен в работах М. В. Коржа, М. С. Зонн, С. И. Филиной и других исследователей. Среди прогнозируемых типов преобладают не зоны, связанные с литологическим выклиниванием, как это наблюдается на Скифской и Туранской плитах, а отдельные ловушки и зоны, приуроченные к древним руслам и дельтам рек, наиболее широко распространенные в отложениях геттанга, синемюра, плинсбаха, тоара и аалена, в меньшей степени — байоса и бата. Подтверждением этому [3] является открытие залежей нефти, конденсата и газа в песчаных отложениях древних русел (Яхлинская, Медведевская, Сильгинская, Сотэ-Юганская и др.) и в дельтовом комплексе (батская залежь Новопортовского месторождения).

Зоны выклинивания нижних секций разреза, которые могут представить интерес, развиты на бортах Уренгойской системы прогибов, в первую очередь на западном, и в Усть-Енисейской синеклизе.

В составе карбонатной формации наиболее богаты скоплениями УВ субформации терригенно-карбонатная и рифогенная, что объясняется в первую очередь развитием здесь гранулярных, органогенных и органогенно-обломочных типов коллекторов. В целом же в карбонатной келловей-оксфордской формации ловушки неантиклинального типа распространены более ограниченно.

Терригенно-карбонатная субформация включает в себя отложения прибрежной и мелководно-шельфовой зон и содержит в своем составе в отдельных случаях до 70 % глинисто-песчаных отложений. В Амударьинской синеклизе с территорией развития этой субформации связаны Бухарская ЗНГН, Беурдешикская и Ачакская зоны газонакопления. В окраинных частях Восточно-Кубанской и Чернолесской впадин также распространена эта субформация.

Рифогенная субформация в пределах верхнеюрского пояса развития карбонатных пород разведана пока слабо. Как предполагают В. Д. Ильин, Н. В. Безносов [2] и другие исследователи, кроме северо-восточного борта Амударьинской синеклизы и бортов Восточно-Кубанской впадины, где рифы уже установлены, они будут также обнаружены на западном борту Амударьинской синеклизы, в Предкопетдагском прогибе и в Чернолесской впадине.

Ловушки могут быть связаны также с зонами стратиграфического срезания известняков и несогласного их перекрытия неокомскими глинистыми отложениями на южном борту Восточно-Кубанской впадины и на западном и южном бортах Амударьинской синеклизы в пределах восточного погружения Беурдешикской ступени и северного склона Бадхыз-Карабильской ступени. На бортах впадины и синеклизы следует ожидать и перспективные зоны выклинивания песчаников среди карбонатных и глинистых пород. Развитие таких зон прогнозируется, в частности, на южном борту Амударьинской синеклизы.

В терригенной слабокарбонатной верхнеюрской формации нефтегазонос-

ной является субформация песчано-глинистая глауконитовая и нефтеносной — субформация битуминозных глин баженовской свиты.

Субформация песчано-глинистая глауконитовая характеризуется широким распространением прибрежных и мелководно-шельфовых фаций с повышенным содержанием алевролитов и песчаников в отдельных частях разреза (до 70—90 % в верхневасюганской подсвите). Широкое развитие в восточной и юго-восточной частях бассейна получили также баровые, авандельтовые и дельтовые отложения [3].

В терригенной слабокарбонатной формации верхней юры Западно-Сибирской плиты большое промышленное значение имеют специфические литологические ловушки в трещиноватых аргиллитах баженовской субформации. В оксфордской части разреза формации восточной части Тюменской области предметом поисков могут явиться ловушки, связанные с барами, дельтами и речными руслами.

Представляют интерес также зоны выклинивания верхнеюрских базальных горизонтов, сложенные песчаниками и конгломератами в Тобольском Прииртышье. Широкое развитие, в особенности в Приуральской, Фроловской и Каймысовской нефтегазоносных областях, получили структурно-литологические залежи, связанные с выклиниванием продуктивных пластов в направлении к сводам локальных структур (месторождения Березовской и Шаимской групп, Елизаровское, Восточно-Межовское, Веселовское и др.), а также структурно-стратиграфические залежи [1].

ЛИТЕРАТУРА

1. Геология нефти и газа Западной Сибири/А. Э. Конторович, И. И. Нестеров, Ф. К. Салманов и др. М.: Недра, 1975. 680 с.
2. Ильин В. Д., Безносов Н. В. Строение верхнеюрской карбонатной формации центральных областей Средней Азии. М.: Недра, 1976. 129 с.
3. Корж М. В. Палеогеографические критерии нефтегазоносности юры Западной Сибири. М.: Недра, 1978. 135 с.
4. Юрские терригенные отложения Восточной Туркмении — резерв поисков нефти и газа/А. К. Мальцева, Н. И. Громадина, Н. Е. Оводов и др. М.: Наука, 1977. 192 с.

С. П. Максимов, Б. А. Соловьев, Т. А. Ботнева

**УСЛОВИЯ ФОРМИРОВАНИЯ МЕСТОРОЖДЕНИЙ
УГЛЕВОДОРОДОВ ПОДСОЛЕВОГО КОМПЛЕКСА
ПРИКАСПИЙСКОГО БАСЕЙНА,
ПРОГНОЗ ИХ ФАЗОВОГО СОСТОЯНИЯ
И КАЧЕСТВЕННОГО СОСТАВА**

Наиболее перспективные открытия нефти и газа последних лет в европейской части СССР связаны с подсоловым комплексом Прикаспийского бассейна. В соответствии со структурной приуроченностью месторождений в бассейне на современном этапе его изученности могут быть выделены следующие зоны накопления УВ: Астраханская, Приморская (Каратон-Тенгизская), Южно-Эмбинская, Восточно-Прикаспийская (Жаркамьская), Карачаганакская и Волгоградско-Уральская; кроме того, прогнозируются Новобогатинско-Биикжалская, Кзылджарская, Енбекская, Утвинская, Деркульская, Алтатинско-Озинковская, Жаныбекская и Питерско-Новоузенская (рисунок).

С зонами накопления УВ северного и западного бортов бассейна (Карачаганакская, Волгоградско-Уральская, Астраханская) связаны газонефтегазоконденсатные, газоконденсатные и газовые месторождения, образующие в плане гигантское полукольцо, замыкание которого осуществляется на юго-востоке региона, где расположены уже газонефтяные и нефтяные месторождения (Восточно-Прикаспийская, Южно-Эмбинская и Приморская зоны преимущественного нефтенакпления). При сравнении условий формирования выявленных зон накопления УВ устанавливается отсутствие между ними принципиальных различий в характере исходного ОВ нефтегазоматеринских толщ и степени его катагенетической преобразованности.

Подсоловые каменноугольно-нижнепермские отложения характеризуются достаточно высоким (от десятых долей до 3—4, обычно выше 1 %) содержанием ОВ. Нижнепермские отложения содержат ОВ чаще гумусового типа, а каменноугольные — сапропелевого или смешанного. Тип исходного ОВ материнских толщ по площади бассейна не претерпевает кардинальных изменений, и, таким образом, в регионе отсутствуют первичные генетические причины продуцирования УВ различного фазового состояния. Генерационный потенциал каменноугольных отложений оценивается выше, чем нижнепермских.

Согласно имеющимся данным по поверхности подсоловых отложений наблюдается общая тенденция нарастания в регионе современных температур с северо-востока на юго-запад. Максимальные современные температуры (до 115—132 °С) характеризуют Астраханскую зону преимущественного нефтенакпления. В то же время, согласно [2], палеотемпературные градиенты для западных и восточных районов Прикаспийского бассейна являлись близкими: на западе палеотемпературный градиент (2,9 °С/100 м) был равен современному, а на востоке он превысил современный в 1,5—2 раза (3,2—2,8 °С/100 м). Следовательно, близкие палеогеотермические условия обеспечили примерно одинаковую степень прогресса НГМТ на большей части территории бассейна. Сравнивая условия катагенеза ОВ подсоловых

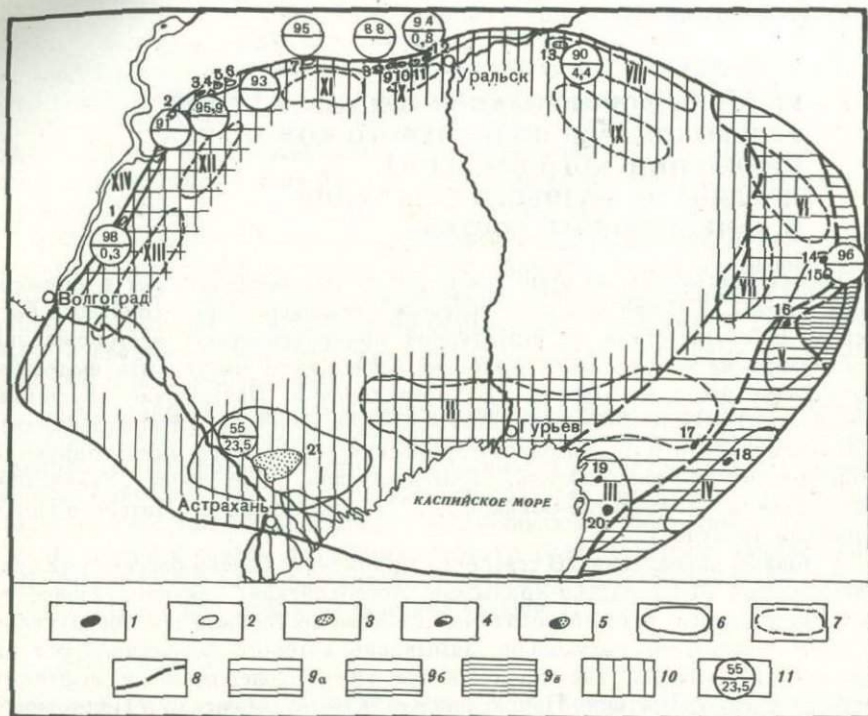


Схема размещения зон накопления углеводородов и прогноза их фазового состояния в подсоевном комплексе Прикаспийского бассейна

Месторождения: 1 — нефтяные, 2 — газовые, 3 — газоконденсатные, 4 — нефтегазовые и газонефтяные, 5 — нефтегазоконденсатные; зоны накопления УВ: 6 — установленные, 7 — предполагаемые; 8 — границы областей развития УВ различного фазового состояния; 9 — области развития преимущественно нефтяных залежей с плотностью нефтей, г/см³: а — 0,8—0,85, б — 0,85—0,9, в — более 0,9; 10 — области развития газовых и газоконденсатных (нефтегазоконденсатных) залежей; 11 — состав свободных газов в залежах, %: в числителе — содержание в газе УВ, в знаменателе — сероводорода. Зоны накопления УВ: I — Астраханская, II — Новобогатинско-Бинжалская, III — Приморская, IV — Южно-Эмбинская, V — Жаркамышская (Восточно-Прикаспийская), VI — Енбекская, VII — Кзылджарская, VIII — Карачаганская, IX — Утвинская, X — Деркульская, XI — Озинковская, XII — Питерско-Новоузская, XIII — Жаныбекская, XIV — Волгоградско-Уральская; месторождения УВ: 1 — Лободинское, 2 — Западно-Ровенское, 3 — Краснокутское, 4 — Ждановское, 5 — Карпенское, 6 — Мокроусовское, 7 — Павловское, 8 — Гремячинское, 9 — Восточно-Гремячинское, 10 — Западно-Тепловское, 11 — Уральское, 12 — Усовское, 13 — Карачаганское, 14 — Кенкиякское, 15 — Жанажольское, 16 — Каратыбинское, 17 — Юго-Западно-Улькентюбинское, 18 — Тортайское, 19 — Тажигалинское, 20 — Теңгизское, 21 — Астраханское

отложений ЗНГН восточных и западных районов бассейна, можно констатировать, что коренных различий в этом отношении между ними нет.

Изучение распространения открытых в Прикаспийском бассейне залежей (как промышленных, так и непромышленных) показало, что распределение газоконденсатных и нефтяных залежей не связано с глубиной залегания и термобарическими условиями. Газоконденсатные и газоконденсатнонефтяные залежи встречаются на глубинах от 2870 м до 4400 м, т. е. на тех же глубинах, что и нефтяные. Следовательно, в бассейне отсутствуют как

генетические, так и термобарические причины раздельного формирования зон УВ различного фазового состояния. Можно предполагать, что причины наблюдаемой зональности распределения УВ различного фазового состояния в бассейне, а также формирования на севере и западе его крупнейших газоконденсатных месторождений состоят в особенностях геологического строения и развития тех или иных частей региона.

В настоящее время наиболее полная информация [3, 4] об условиях формирования имеется для Оренбургского месторождения, расположенного в пределах Соль-Илецкой зоны газонакопления, непосредственно прилегающей к Прикаспийскому бассейну. Для указанного месторождения установлена стадийность формирования, заключающаяся в смене в пределах ловушки нефтяной палеозалежи газоконденсатной. Существование нефтяной палеозалежи предполагается на основе зафиксированной в продуктивной толще Оренбургского вала остаточной нефтенасыщенности. Преобразование нефтяной палеозалежи произошло, по-видимому, двояким образом. С одной стороны, не исключено частичное разрушение этой залежи в предкунгурское время, отмеченное перерывом в осадконакоплении. С другой стороны, вероятно, произошло вытеснение из свода ловушки нефти поступающими газами. Первичная нефть оттеснялась вниз и за вычетом потерь на создание конденсатной части (путем растворения в газе легких компонентов нефти) и асфальтовых реликтов формировала нефтяную оторочку.

Поступление газов в пределы Оренбургского вала было обеспечено за счет дегазации пластовых вод в ходе значительных и неоднократных мезозойско-кайнозойских воздыманий (инверсионных движений) в северо-восточной части Прикаспийского бассейна.

Благоприятным фактором для выделения газа из пластовых вод явилась высокая их газонасыщенность (до $4000 \text{ см}^3/\text{м}^3$) и предельная или близкая к ней упругость растворенных в воде газов. В составе растворенных в пластовых водах газов продуктивных нижепермских подсоловых отложений Соль-Илецкого района преобладает метан (59—88 %), содержатся также более тяжелые УВ (2—8 %), сероводород (1—13 %), углекислый газ (0,5—14 %) и азот (5—12 %).

Сходными особенностями геологического строения характеризуется Астраханское газоконденсатное месторождение, приуроченное к вершине унаследованно развивавшейся положительной структуры — Астраханскому своду. Рост структуры сопровождался несогласиями, иногда существенным размывом отложений в своде структуры. В качестве важнейших следует отметить предпермское, предъюрское и предакчагыльское несогласия.

Для Астраханского месторождения, как и для Оренбургского, предполагается двухэтапное заполнение ловушки сначала жидкими УВ, а позднее газообразными [5]. В пользу указанного свидетельствует остаточная нефтенасыщенность коллекторов башкирского и нижнекаменноугольного возраста. Разрушение нефтяной палеозалежи здесь, очевидно, было связано с предпермским размывом. После формирования кунгурской соленосной покрывки вновь создавались условия для заполнения ловушки УВ. В предакчагыльское время Астраханский свод испытал существенное поднятие, в результате чего в его пределах были размывы отложения палеогена, а сам свод оказался выраженным в качестве положительной формы доакчагыльского рельефа. Это воздымание свода может быть оценено амплитудой не менее

400 м. В результате произошло снижение пластового давления и возникли условия, благоприятные для выделения газа в очень больших количествах из пластовых вод подсолевого комплекса и заполнения свободным газом существующих ловушек. Водорастворенные газы продуктивных башкирских отложений Астраханского свода содержат метан (22—83 %), тяжелые УВ (порядка 10 %), а также значительное количество кислых компонентов — сероводорода (28—53 %) и углекислого газа (6—48 %). Газонасыщенность пластовых вод, подстилающих газоконденсатную залежь, достигает 17500 см³/л (скв. 5 Ширяевская, инт. 4184—4202 м). В свободном газе концентрация кислых компонентов достигает 40—50 % при приблизительно равном соотношении сероводорода и углекислого газа.

Сравнение особенностей развития гидродинамических систем Оренбургского и Астраханского районов указывает на возможность в обоих случаях полного (Астраханское) и частичного (Оренбургское) разрушения здесь нефтяных палеозалежей раннего формирования на протяжении первого этапа развития. После образования соленосной покрывки жидкие УВ вновь поступали в Астраханскую ловушку, но, вероятно, в ограниченном масштабе. Образование залежей преимущественно газовых и газоконденсатных относится к мезозойскому и новейшему этапам развития региона и связано с инверсионными подвижками значительной амплитуды в указанных районах. В этих условиях происходит региональное снижение пластовых давлений и выделение значительных количеств водорастворенных газов в свободную фазу с дальнейшей их аккумуляцией в ловушках. В составе водорастворенных газов Прикаспийского бассейна наблюдаются повышенные содержания углекислого газа и сероводорода (в сумме 12—90 %). Повышенными содержаниями кислых компонентов характеризуются и свободные газы.

Проблема образования сероводорода в Прикаспийском бассейне является в настоящее время дискуссионной. Происхождение сероводорода наиболее вероятно связано с химическим восстановлением сульфатов УВ. Эта точка зрения подтверждается данными по изотопному составу серы сероводорода: утяжеленный изотопный состав последней близок к изотопному составу серы сульфатов. Содержание сероводорода в свободном газе существенно изменяется по площади бассейна: от 3—4 % на северо-востоке (Оренбургское и Карачаганакское месторождения) до 22,5 % на юго-западе (Астраханское месторождение). Аналогичной тенденцией характеризуется также изменение по площади содержания сероводорода в водорастворенных газах: от 1—13 % в районе Оренбургского месторождения до 28—53 % в районе Астраханского. Отмеченная синхронность изменений содержания сероводорода в свободных и водорастворенных газах на площади бассейна говорит, вероятно, об их генетической связи. Возрастание содержания сероводорода в пластовых флюидах бассейна с северо-востока на юго-запад можно, очевидно, связывать с увеличением в этом направлении современных пластовых температур: 31 °С (Оренбургское месторождение), 74 °С (Карачаганак) и 109 °С (Астраханское месторождение), а также с возрастанием доли сульфатов в карбонатном разрезе, что в итоге способствовало более масштабным процессам восстановления сульфатов и образования сероводорода.

Дискуссионным является также вопрос об образовании углекислого газа на Астраханском своде. Наиболее вероятным является предположение о его образовании в результате разложения карбонатов, что подтверждается

утяжеленным изотопным составом углерода углекислого газа и близостью значений $\delta^{13}\text{C}$ свободных газов и карбонатных пород.

Анализ материалов по другим месторождениям УВ подсолевого комплекса бортовых зон Прикаспийского бассейна позволяет говорить о том, что предложенная схема формирования Оренбургского и Астраханского газоконденсатных месторождений имеет универсальное значение и может быть использована для объяснения механизма формирования и других подсолевых месторождений УВ.

В пределах Волгоградско-Уральской и Карачаганакской зон накопления УВ выявлены в большинстве случаев газоконденсатные месторождения с нефтяными оторочками различной мощности. Для этих месторождений характерны те же этапы формирования, что и для Оренбургского и Астраханского месторождений: 1) заполнение ловушек преимущественно жидкими УВ; 2) частичное или полное вытеснение из ловушек жидких газообразными УВ с обогащением последних легкими фракциями нефтей, при этом на некоторых площадях (Карачаганак) достигнут очень высокий газоконденсатный фактор. Вытеснение нефтей газообразными УВ происходило главным образом в мезозойское и новейшее время в период активных инверсионных подвижек в бортовых зонах, сопровождавшихся дегазацией пластовых вод.

О возможности поступления в ловушки газов, выделяющихся из пластовых вод во время тектонических инверсий, свидетельствует близость свободного и растворенных в воде газов по изотопному составу: $\delta^{34}\text{S}$ H_2S свободного газа $+12,1$ ‰, растворенного в воде $+12,6$ ‰, $\delta^{13}\text{C}$ CO_2 свободного газа $+4,0$ ‰, растворенного в воде $+6,6$ ‰, $\delta^{13}\text{C}$ CH_4 свободного газа $-38,7$ ‰, растворенного в воде $-38,8$ ‰.

Подтверждением схемы стадийного формирования нефтегазоконденсатных месторождений Прикаспийского бассейна служат результаты изучения конденсатов подсолевого комплекса.

Конденсаты подсолевых отложений Прикаспийского бассейна характеризуются определенной спецификой свойств и состава, отличающей их от газоконденсатов других районов: 1) наряду с легкими и средними (0,760—0,800 г/см³) встречаются утяжеленные конденсаты (до 0,806 г/см³); 2) содержание бензиновой фракции в конденсатах промышленных месторождений более низкое, чем в конденсатах других районов СССР; 3) конденсаты характеризуются присутствием незначительных количеств смол и асфальтенов.

Все эти особенности, а также наличие почти во всех газоконденсатных залежах нефтяных оторочек (или признаков нефти) указывает на то, что образование газоконденсатных залежей не было «первичным», т. е. непосредственным образованием чисто газоконденсатных залежей за счет генерации ОВ только легких (газообразных и жидких) УВ. Первичные газоконденсаты, как правило, характеризуются низкой плотностью, высоким процентом (70—90 %) выхода бензиновых фракций, отсутствием смолисто-асфальтеновых компонентов.

Отсутствие закономерной приуроченности выявленных газоконденсатных залежей к большим глубинам и высоким температурам не позволяет связывать их генезис с деструкцией нефтяных УВ первоначально нефтяных залежей в высокотемпературных зонах. Об этом свидетельствуют и данные корреляционно-регрессионного анализа: переход нефтяных залежей в газоконденсатные в условиях не очень высоких температур даже на глубинах

6—7 км маловероятен. Отсутствует одна из главных причин — длительное пребывание залежей в зоне высоких температур.

Конденсаты газоконденсатных залежей бассейна неидентичны между собой по составу УВ, смолисто-асфальтеновых компонентов. Большинство конденсатов относится к метановому типу. Конденсат Астраханского месторождения резко отличается от других высоким содержанием ароматических УВ (29,6 % в бензинах и 36,3 % в отбензиненной части). Различия в углеводородном и компонентном составе конденсатов определяются генетическими различиями нефтей, за счет которых образовались газоконденсатные залежи.

На восточном и юго-восточном бортах бассейна (Восточно-Прикаспийская, Южно-Эмбинская и Приморская зоны) выявлены месторождения с преимущественным преобладанием жидких УВ (Кенкияк, Каратюбе, Тенгиз, Тортай, Жанажол и др.). Из детального анализа истории геологического развития региона вытекает, что причины подобных различий фазового состояния УВ восточных и юго-восточных районов бассейна заключаются в отсутствии здесь значительных инверсионных подвижек в мезозойское и новейшее время и, следовательно, сохранении залежей первого этапа формирования [6]. Незначительные же инверсионные подвижки не могли обеспечить при снижении давления выделения из пластовых вод растворенных газов в свободную фазу в количествах, достаточных для коренного изменения фазового состояния УВ в ловушках. В результате произошло лишь существенное (иногда предельное) насыщение нефти газом либо даже образование газовых шапок, местами значительных. Следует подчеркнуть, что и в пределах рассматриваемой части Прикаспийского бассейна имеются следы разрушения нефтяных палеозалежей, что связано, очевидно, с пермским размывом. На это указывает обнаружение в карбонатах каменноугольного возраста площадей Тажигали и Каратон тяжелых окисленных нефтей.

Таким образом, проведенные исследования позволили дать рабочую гипотезу формирования месторождения Прикаспийского бассейна. Указанная модель базируется пока на сравнительно ограниченном объеме фактического материала. Она, несомненно, будет уточняться, однако основные ее положения, очевидно, сохраняют и в будущем свое значение. К наиболее существенным выводам следует отнести:

1. Для месторождений подсолевого комплекса Прикаспийского бассейна характерна стадийность преобразования пластовых флюидов, заполнявших ловушки на разных этапах их геологического развития.

2. Основную роль в образовании палеозалежей сыграли крупные подвижки мезозойско-кайнозойского времени, охватывавшие значительные районы бассейна, приводившие к снижению пластовых давлений и выделению водорастворенных газов в свободную фазу и поступлению их в ловушки.

3. Ведущим для месторождений подсолевого комплекса являлся процесс преобразования нефтяных палеозалежей в газоконденсатные и газонефтеконденсатные в результате поступления газов, растворения и вытеснения нефтей.

4. Различия в компонентном составе конденсатов Прикаспийского бассейна определяются генетическими различиями нефтей, за счет которых образовались газоконденсатные залежи.

Нефти и конденсаты нижнепермских отложений северной бортовой зоны (Карачаганакское, Гремячинское и другие месторождения) характеризуются высоким содержанием метаново-нафтеновых УВ (78—81 %) и значительно более низким — ароматических (11—16 % в бензиновой фракции и 13—19 % в отбензиненной части). Конденсатам среднекаменноугольных отложений южной бортовой зоны (Астраханское месторождение) свойственны более высокое содержание ароматических УВ (22—29 %) и более низкое содержание метаново-нафтеновых УВ (52—61 %), что свойственно и нефтям этого района (Ширяевская площадь), характеризующимся высоким содержанием ароматических УВ (32 %) и низким — метаново-нафтеновых (47 %).

5. Отсутствие высокоамплитудных положительных движений на юго-востоке бассейна способствовало сохранению здесь «первичных» нефтяных залежей.

6. Прикаспийский бассейн является регионом массовой генерации сероводорода, повышенные концентрации которого в пластовой среде связаны с зонами повышенных температур в пределах областей распространения сульфатно-карбонатных отложений.

Разработанная теоретическая модель формирования залежей УВ позволяет дать прогноз фазового состояния УВ в пределах бассейна.

Преимущественное развитие газоконденсатных и газонефтеконденсатных месторождений прогнозируется в северной, западной и южной прибортовых зонах бассейна. Восточная и юго-восточная прибортовые зоны рассматриваются как области преимущественного развития нефтяных залежей. Преобладают легкие нефти (плотность 0,800—0,850 г/см³). При движении к борту бассейна происходит утяжеление нефтей (0,850—0,900 г/см³), а на крайнем востоке узкой полосой развиты нефти с плотностью более 0,900 г/см³. Появление этой зоны связывается с активной здесь палеогазацией нефтей. Легкие нефти восточной и юго-восточной частей бассейна характеризуются повышенным количеством бензиновых фракций (25—35 %), невысоким содержанием смолисто-асфальтеновых компонентов (до 10 %). Нефти мало-сернистые и малопарафинистые.

Развитие высокосернистых газов (более 5 % сероводорода) прогнозируется в центральных частях карбонатных массивов. К краевым зонам этих массивов содержание сероводорода в газах будет, по-видимому, постепенно снижаться. Наиболее высокое содержание сероводорода в газоконденсате (более 20 %) установлено и прогнозируется в центральной части Астраханского свода. В центральной части Приморской (Каратон-Тенгизской) зоны прогнозируется существование газоконденсатов с содержанием сероводорода до 20 %. Западнее могут быть развиты газоконденсаты с содержанием сероводорода до 1 %. В Карачаганакской зоне максимальное содержание сероводорода в газоконденсате, вероятно, не будет превышать 10 %. В газах восточной бортовой зоны оно не будет превышать 5 %, за исключением небольшого участка к северу от Кенкияка. В западной прибортовой зоне наиболее вероятно наличие газов с содержанием сероводорода до 1 %.

На небольшом участке западной прибортовой зоны, а также в Тепловском районе северной прибортовой зоны предполагается развитие газов с повышенным содержанием азота (более 15 %).

Выявленные особенности строения поверхности фундамента и структуры осадочного чехла подсолевого комплекса Прикаспийского бассейна (наличие

крупных структур тектонического и преимущественно седиментационного генезиса) позволяют прогнозировать развитие зон накопления УВ в пределах всех прибортовых частей региона. Развитие зон накопления УВ в подсолевом комплексе прогнозируется в южной, юго-восточной и восточной прибортовых зонах в связи с Енбекско-Астраханским поясом крупных выступов фундамента, к числу которых принадлежат Енбекский, Жаркамысский, Новобогатинско-Биикжальский, Астраханский, а также Қзылджарский. С Астраханским сводом связана крупная зона газоконденсатонакопления, восточнее в пределах Новобогатинско-Биикжальского поднятия прогнозируется формирование зон газонефтеконденсатонакопления, далее к востоку в пределах Жаркамысского и Енбекского поднятий предполагается развитие зон преимущественного нефтегазонакопления.

В указанных районах залежи УВ связаны, возможно, со структурами как тектонического, так и тектоно-седиментационного генезиса. На юго-востоке региона намечена крупная Приморская (Каратон-Тенгизская) зона преимущественного нефтенакопления. В акватории Каспия прогнозируется Северо-Каспийская зона нефтегазоконденсатонакопления. В этих случаях развиты структуры преимущественно седиментационного генезиса. В качестве крупной оценивается выявленная на северо-востоке региона Карачаганакская зона газонефтеконденсатонакопления с развитием структур тектоно-седиментационного генезиса. В северной прибортовой зоне существование крупных зон газонефтеконденсатонакопления предполагается также в Утвинской, Деркульской и Озинковской зонах в связи со структурами тектоно-седиментационного генезиса. На северо-западе и западе бассейна формирование зон преимущественно газоконденсатонакопления можно связывать с районами гипотетических Питерско-Новоузенских и Жаныбекских поднятий.

ЛИТЕРАТУРА

1. Воронин Н. И. Особенности развития Астраханского свода. — Геология нефти и газа, 1980, № 5, с. 33—38.
2. Есенов Ш. Е., Горшков В. И., Дальян И. Б. О необходимости бурения сверхглубоких скважин в восточной части Прикаспийской впадины. — Вестн. АН КазССР, 1976, № 6, с. 36—41.
3. Максимов С. П., Ларская Е. С., Сухова А. Н. Стадийность образования Оренбургского газоконденсатного месторождения. — Геология нефти и газа, 1979, № 2, с. 26—32.
4. Максимов С. П., Ларская Е. С., Хаханова И. Н. О формировании Оренбургского газоконденсатного месторождения. — Геология нефти и газа, 1976, № 11, с. 11—22.
5. Мизинов Н. В., Зингер А. С., Грушевой В. Г., Воронин Н. И. Перспективы нефтеносности подсольевых отложений Астраханского свода. — Геология нефти и газа, 1979, № 6, с. 1—5.
6. Соловьев В. А. Проблема раздельного формирования месторождений нефти и газа подсолевого комплекса Прикаспийского соляно-купольного бассейна. — Геология нефти и газа, 1982, № 1, с. 45—50.

Т. Н. Джумагалиев, С. У. Утегалиев

ЗОНЫ НЕФТЕ- И ГАЗОНАКОПЛЕНИЯ ПОДСОЛЕВОГО КОМПЛЕКСА ПРИКАСПИЙСКОЙ ВПАДИНЫ

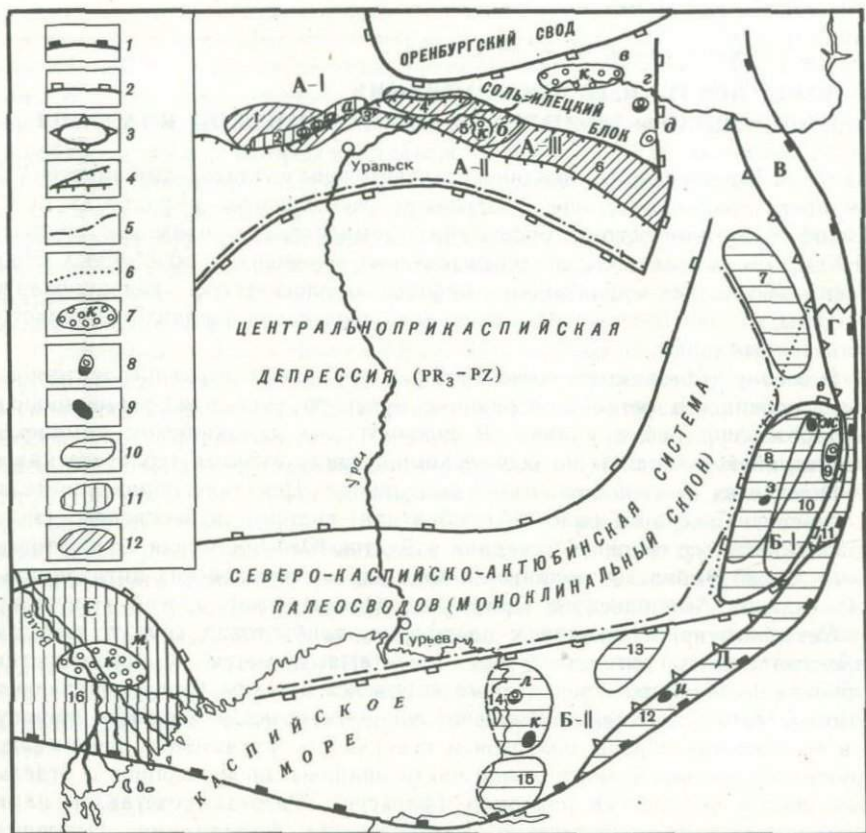
В недрах Прикаспийской впадины сосредоточены значительные запасы УВ. По прогнозной оценке они в основном распределены в разрезах определенных литолого-стратиграфических комплексов в пределах крупных ЗНГН. Современная геолого-геофизическая изученность подсоловых отложений позволяет произвести нефтегазогеологическое районирование впадины, которое будет использовано для определения направления геолого-разведочных работ.

В основу нефтегазогеологического районирования положены тектонические особенности региона, играющие ведущую роль при формировании месторождений нефти и газа. В докунгурском палеозойском комплексе Прикаспийской впадины на основе комплексного анализа геологических и геофизических материалов нами выделяются Центральноприкаспийская депрессия, Северо-Каспийско-Актюбинская система палеосводов (зона моноклиального склона), Северная и Восток-Юго-Восточная прибортовые зоны, Южно-Эмбинское поднятие и зона верхнепалеозойских антиклинальных складок Актюбинского Приуралья, Остансукский прогиб (рисунок).

Северная, примыкающая к платформе, прибортовая зона в качестве самостоятельного тектонического элемента выделяется по особенностям строения фундамента и подсолового комплекса в целом. Она по сравнению с Восток-Юго-Восточной прибортовой зоной имеет незначительную ширину, и в ее пределах породы палеозоя и поверхность фундамента испытывают крутое погружение к центральной части впадины, происходящее в отдельных местах по системе разломов (флексур). Разрез представлен платформенными, преимущественно карбонатными формациями. Основным структурным элементом зоны является надверейский бортовой уступ, разделяющий ее на внешнюю и внутреннюю подзоны и прибортовую ступень. В восточной части зоны бортовой уступ имеет две ветви: северную и южную, отграничивающие прибортовую ступень от названных двух подзон.

В пределах внешней подзоны по девонско-нижнекаменноугольным отложениям выделяются Карповско-Пигаревское и Чинаревско-Кошинское поднятия. Последнее до турнейского времени представляло собой крупное высокоамплитудное палеоподняtie, на своде которого фаменские отложения резко сокращенной мощности залегают с угловым несогласием на додевонских (бавлинских) породах. На его склонах разрез палеозоя наращивается и в районе Ташлинской площади, расположенной на северном крыле поднятия, появляются нефтегазоперспективные терригенные кыновско-пашийские отложения девона.

Прибортовая ступень, выделяемая в восточной части северной бортовой зоны, отличается по особенностям строения надверейских карбонатных отложений, которые представлены только нижнепермской толщей, залегающей на башкирских, местами на нижнекаменноугольных отложениях. Состоит она из четырех участков: Павловско-Рожковского, Утвинско-Бурлинского, Аксай-Карачаганакского и Троицко-Кобландинского, различающихся по особенностям строения, мощности и полноте разреза. Отделены



Зоны нефте- и газонакопления в подсолевых отложениях Прикаспийской впадины

1 — границы надпорядковых геоструктурных элементов; 2 — крупнейшие структурные элементы; 3 — крупные структурные элементы; 4 — северные бортовые уступы; 5 — границы бортовых зон и подзон (А — Северная прибортовая зона: А-I — внешняя подзона, А-II — внутренняя подзона, А-III — прибортовая ступень; Б — Восток-Юго-Восточная прибортовая зона: Б-I — Жаркамышский свод, Б-II — Южно-Эмбинский палеопрогиб; В — верхнепалеозойские складки Актубинского Приуралья; Г — Останукский прогиб; Д — Южно-Эмбинское поднятие; Е — Астраханский свод); 6 — область перикратонного опускания; месторождения: 7 — газоконденсатные, 8 — нефтегазовые, 9 — нефтяные (а — Гремячинско-Западно-Тепловское, б — Карачаганское, в — Оренбургское, г — Бердянское, д — Нагумановское, е — Кенкиякское, ж — Жанажольское, з — Каратобинское, и — Тортайское, к — Тенгинское, л — Тажи-галинское, м — Астраханское); зоны: 10 — нефтенакопления, 11 — газонакопления, 12 — нефте- и газонакопления (1 — Карповская, 2 — Западно-Тепловская, 3 — Деркульская, 4 — Чинаревско-Кошинская, 5 — Карачаганакская, 6 — Троицкая, 7 — Енбекская, 8 — Каратоб-Кенкиякская, 9 — Жанажол-Синельниковская, 10 — Тобускен-Кенкиякская, 11 — Алибекмолинская, 12 — Южно-Эмбинская, 13 — Биикжалская, 14 — Каратон-Тенгизская, 15 — Прорвинская, 16 — Астраханская)

они один от другого флексурой. Степень осложнена высокоамплитудными крупными по размерам структурами (Карачаганак, Кобланды и др.), имеющими, по всей вероятности, рифовую природу.

Во внутренней подзоне, характеризующейся резко сокращенной мощностью надверейского комплекса (до 150 м), по турнейско-башкирским отложениям намечается Деркульский вал.

В пределах Восток-Юго-Восточной приорогенной прибортовой зоны, существенно превышающей по ширине и протяженности Северную, в качестве структур первого порядка выделяются Жаркамыйский свод, Енбекское поднятие и Южно-Эмбинский палеопрогиб. В зоне развиты значительные по мощности терригенные и карбонатные отложения, формировавшиеся в восточной части впадины в условиях перикратонного опускания. Для крупных структурных элементов, приуроченных к Восток-Юго-Восточной прибортовой зоне, характерны древнее заложение и унаследованное развитие.

Жаркамыйский свод в отдельные отрезки геологического времени испытывал некоторую перестройку структурного плана, в целом оставаясь крупной зоной поднятия. Восточный его склон осложнен Тобускен-Кенкиякским поднятием, выделяемым по нижнему карбону, Жанажол-Синельниковским валом — по среднему карбону и Каратобе-Кенкиякским нижнепермским прогибом.

Южно-Эмбинский палеопрогиб, осложненный Каратонским и Прорвинским инверсионными поднятиями, Биикжальским палеоподнятием, а также охвативший в раннепалеозойское время район Южно-Эмбинского поднятия, выделяемый в современном плане как самостоятельная пограничная с Северным Устюртом структура, длительное время испытывал интенсивное погружение и служил областью нефтегазообразования.

Алибекмолинская ступень и Остансукский прогиб являются структурными элементами, развитыми вдоль восточной окраины впадины.

Северо-Каспийско-Актюбинская система палеосводов длительное время представляла собой область палеоподнятия типа антеклизы, состоящей из отдельных сводовых поднятий, контролируемых Северо-Каспийским, Новобогатинским, Щукатским, Кзылджарским выступами фундамента. Здесь мощность докунгурских отложений по сравнению с Центральнопикаспийской депрессией и прибортовой зоной резко сокращена и составляет 1500—3500 м. Длительное время она служила крупной областью нефтегазоаккумуляции. В кунгурский и послекунгурский этапы развития впадины эта область оказалась вовлеченной в общее погружение. В результате этого была переформирована ее структура и соответственно расформированы залежи. Углеводороды из пределов области мигрировали в Восток-Юго-Восточную прибортовую зону, имевшую в это время более-приподнятое гипсометрическое положение.

Центральнопикаспийская депрессия, являющаяся крупной областью устойчивого интенсивного погружения с мощностью подсолевых отложений 7,0—9,5 км, была огромным бассейном нефтегазогенерации.

При нефтегазогеологическом районировании территории важное место занимают вопросы раздельного прогнозирования по типу углеводородного флюида и определения основных областей нефтегазогенерации. Необходимо отметить, что генерационные возможности отдельных литолого-стратиграфических комплексов впадины не равнозначны. Главенствующая роль здесь

принадлежит комплексам-доминантам — отложениям нижнего палеозоя, девона и нижнего карбона, с которыми связаны главные этапы погружения впадины.

Основными областями нефтегазогенерации, питавшими углеводородами месторождения Восток-Юго-Восточной прибортовой зоны, являются область перикратонного опускания на востоке впадины и Южно-Эмбинский палео-прогиб, а также Центральнопикаспийская депрессия. Миграция УВ из Центральнопикаспийской депрессии в указанную зону, как уже отмечалось, шла через Северо-Каспийско-Актюбинскую систему палеосводов. Этот фактор, т. е. обеспечение Восток-Юго-Восточной зоны УВ за счет двух крупных по масштабам областей нефтегазогенерации, безусловно, сказался на потенциальных ресурсах зоны, которые нами оцениваются очень высоко.

Северная прибортовая зона обеспечивалась УВ за счет собственной генерационной возможности и перетока из Центральнопикаспийской депрессии.

Восток-Юго-Восточная прибортовая зона выделяется как область преимущественного нефтенакпления. Обусловлено это прежде всего историей геологического развития района. Палеотектоническим анализом установлено, что при прохождении основными нефтегазоматеринскими толщами, главным образом комплексами-доминантами, ГЗГ в пределах этой части впадины отсутствовали условия для сохранения газа ранней генерации. При наличии ловушек не было надежных покрышек. Соленосно-ангидритовые породы, являющиеся наиболее идеальными экранами для газа, в то время отсутствовали, т. е. ГЗГ наступила в докунгурское, в отдельных местах в дораннепермское время. Именно этим объясняется, при наличии в разрезе нефтегазоматеринских толщ со смешанным типом ОВ, отсутствие значительных газовых скоплений в восток-юго-восточной части впадины, где в период развития ГЗГ существовали крупные структуры. Вследствие потери газа ранней генерации эти древние ловушки были свободны для аккумуляции нефти.

Северная прибортовая зона характеризуется преимущественной газоносностью с высоким содержанием конденсата. Бобриковский и верейский горизонты, а на отдельных участках и соленосно-ангидритовая покрышка существовали до наступления ГЗГ, что обеспечивало сохранность газа ранней генерации. Нефтегазоматеринские породы здесь прошли и стадию ГЗН, что позволяет ожидать здесь не только газовые, но и нефтяные залежи.

На основе тектонического критерия и учитывая закономерную приуроченность известных залежей нефти и газа, а также признаков нефтегазопроявлений к структурам второго порядка в подсолевых отложениях Прикаспийской впадины, выделены зоны нефте- и газонакопления, являющиеся районами концентрации геологоразведочных работ.

В Восток-Юго-Восточной преимущественно нефтеносной области установлены Тобускен-Кенкиякская, Жанажол-Синельниковская, Каратобе-Кенкиякская, Енбекская, Южно-Эмбинская, Биикжальская, Каратон-Тенгизская зоны нефтенакпления (см. рисунок). В крайней юго-западной части области выделяется Астраханская газоносная зона. Зоны соответствуют выделенным структурам второго порядка и отличаются одна от другой различием продуктивных комплексов и разным типом локальных структур, с которыми связаны месторождения, а также условиями их формирования.

Тобускен-Кенкиякская зона связана с крупной структурой второго порядка, выделяемой по поверхности карбонатного комплекса нижнего и среднего карбона. Простирается она на сотни километров в субмеридиональном направлении от Кенкияка на северо-востоке до Тортколя на юго-западе. Названное поднятие отмечается и по терригенному нижнему карбону. В пределах зоны продуктивны карбонатные окско-башкирские отложения. Здесь выявлены две залежи нефти, связанные с опущенным Кенкиякским и приподнятым Жанажол-Синельниковским блоками и составляющие единое месторождение. Залежи образовались в результате подтоков нефти из ГЗН, а сохранность их обеспечивалась уже на раннем этапе наличием надежных глинистых покрышек (межкарбонатная терригенная толща и терригенная нижняя пермь), а в последующем — ангидрит-соленосными образованиями кунгура.

Поисково-разведочные работы в зоне необходимо направить на окско-башкирские отложения и верхнедевонско-нижнекаменноугольный терригенный комплекс.

Жанажол-Синельниковская зона приурочена к одноименному валу, выделяемому по верхнемосковско-гжельскому карбонатному комплексу. Здесь разведано Жанажольское нефтегазоконденсатное месторождение. Продуктивна московско-гжельская карбонатная толща. Залежь относится к пластово-массивному типу и контролируется поведением коллектора, представленного в ее пределах разновозрастными и разнотипными породами. Месторождение приурочено к крупной валообразной структуре, осложненной в сводовой части цепочкой небольших по размерам рифовых поднятий, связанных с подольско-мячковскими образованиями. Судя по повышенному содержанию конденсатного фактора и сравнительно небольшому удельному весу конденсата, а также значительной газовой шапке, месторождение Жанажол является вторичным по своему генезису. Оно образовалось при переформировании нижних, более древних залежей.

Каратобе-Кенкиякская зона нефтенакпления соответствует одноименному нижнепермскому прогибу. Продуктивными являются терригенные отложения нижней перми. Ловушками служат приразломные либо куполовидные поднятия, осложняющие названный прогиб. Залежи контролируются зоной высокого градиента мощности пород нижней перми, и продуктивность их находится в прямой зависимости от наличия и количества пластов-коллекторов в разрезе.

Образование залежей в основном происходило за счет «своей» нефти, т. е. за счет генерации нефти из нижнепермского ОВ. Об этом может свидетельствовать время формирования Кенкиякских залежей, определенное по давлению насыщения и соответствующее концу поздней перми — началу триаса. В это время нижнепермские отложения погружались на глубину более 1,5—2 км, т. е. находились в условиях ГЗН. Этим и объясняется приуроченность месторождений к зонам резкого нарастания мощностей отложений. Определенное количество нефти и газа поступало и снизу в результате переформирования глубинных залежей. Это является, на наш взгляд, одной из причин наличия АВПД в пределах продуктивной части структур, т. е. снизу поступали УВ с высокими давлениями. Сложное распределение коллекторов и невысокие их емкостно-фильтрационные свойства, а также отсутствие крупных локальных структур не дают основания рассматривать зону в качестве первоочередного направления.

Енбекская предполагаемая зона связана с одноименным поднятием, выделяемым по фундаменту и суммарной мощности подсолевого комплекса. Открытие месторождений нефти и газа в ее пределах ожидается в связи с визейско-башкирскими карбонатными комплексами, а также с терригенными образованиями карбона и нижней перми.

Алибекмолинская зона соответствует одноименной тектонической ступени, выделяемой в крайней восточной части впадины по особенностям строения каменноугольных отложений. Возможности открытия залежей нефти и газа связываются с окско-башкирскими и московско-гжельскими карбонатными комплексами.

Южно-Эмбинская зона нефтенакопления приурочена к Южно-Эмбинскому поднятию. Открытием Тортайского месторождения нефти здесь установлена промышленная продуктивность терригенного комплекса нижнего карбона. В осевой части зоны развиты в виде узкой полосы карбонатные отложения среднего, верхнего, отчасти нижнего карбона. Возможность распространения их на склонах поднятия пока не установлена. При наличии ловушек эти отложения представляют первоочередной поисковый интерес.

Биикжальская предполагаемая зона нефтенакопления отличается в основном терригенным типом разреза и значительной глубиной залегания докунгурского комплекса, что в целом отражается на ее перспективах.

Каратон-Тенгизская зона приурочена к одноименной системе поднятий второго порядка, выделяемой по современному плану верхнедевонско-серпуховских и башкирско-ассельских подкомплексов. Она характеризуется наличием крупных по размерам и амплитуде локальных структур. В зоне установлена промышленная продуктивность нижнего подкомплекса. Открыты Тенгизское нефтяное и Тажигалинское газонефтяное месторождения. Нефть, обнаруженная на Тенгизе и Тажигали, является продуктом ГЗН. Причем основная миграция нефти шла с юга. Об этом свидетельствует тот факт, что на Каратоне (он расположен на севере зоны) нижнекаменноугольные отложения, залегающие на одном гипсометрическом уровне с Тенгизом, водоносны. На Тажигали и Пустынном, относительно приподнятых по сравнению с Каратоном, сохранилась газонефтяная залежь небольшой высоты. Наиболее благоприятные геологические условия для накопления нефти в карбоне существовали на Тенгизе, расположенном на пути миграции и приподнятом по продуктивным отложениям нижнего карбона на 500—600 м по сравнению со структурой Южной. В пределах последней, находящейся к югу от Тенгиза, в нижнем карбоне обнаружены только признаки нефти, говорящие о путях миграции. Характерной особенностью этих месторождений является высокое содержание сероводорода.

В северной прибортовой зоне выделяются зоны газо- и нефтенакопления. В пользу этого говорят особенности геологического строения и история развития региона, а также характер насыщения УВ открытых месторождений и условия их формирования. Здесь существует вертикальная зональность в размещении зон нефте- и газонакопления. Это — Западно-Тепловская и Карачаганакская установленные зоны газонакопления и Карповская, Чинаревско-Кошинская, Деркульская и Троицкая предполагаемые зоны нефте- и газонакопления. Основными продуктивными комплексами являются карбонатные надверейский, среднефранско-турнейский и тульско-башкирский.

Здесь открыты газоконденсатное (Карачаганак) и нефтегазоконденсат-

ные (Западно-Тепловское, Тепловское, Гремячинское) месторождения. Особенность формирования залежей в пределах Западно-Тепловского вала заключается в том, что наиболее заполненные ловушки располагаются на большой глубине в своей тектонической зоне. Характер распределения залежей нефти и газа указывает на их формирование за счет миграции из областей нефтегазообразования в направлении указанного вала. Причём ловушки, находящиеся первыми на пути движения газонефтяной смеси, оказались практически заполненными до «замка» структуры.

Карачаганакское месторождение, судя по значительному превышению пластового давления и температур залежи над критическими значениями (соответственно $P = 52,2$ МПа, $T = 124$ К), должно быть газоконденсатным без нефтяной оторочки. Газоконденсатная залежь формировалась за счет перехода в газоконденсатное состояние легких нефтей в первоначально газовой залежи. Этому способствовал избыток давлений и температур, а также близость типов нефтей и газа по углеводородному составу. Нефтяная залежь на Карачаганаке, видимо, присутствует в более глубоких, фаменско-турнейских комплексах. Не исключается, что газоконденсатная залежь в определенной мере «питается» от нижележащей нефтяной залежи, тому способствует отсутствие верейской покрывки.

Аналогичные Карачаганаку условия могут существовать по всей прибортовой ступени, в пределах которой, кроме Карачаганака, выделяется Троицкая предполагаемая зона нефте- и газонакопления.

Таким образом, рассмотренные материалы позволяют утверждать, что основной закономерностью размещения залежей нефти и газа в подсолевых отложениях Прикаспийской впадины является их приуроченность к крупным структурам второго порядка, выделенным в качестве зон нефте- и газонакопления. Отмечается многоярусный характер нефтегазоносности разреза, подчиненный разнотипным структурам второго порядка. Так, Кенкияк-Тобускёнскую, Жанажол-Синельниковскую и Каратобе-Кенкиякскую зоны нефтенакпления, выделяемые в пределах Жаркамьского свода, можно рассматривать как область нефтенакпления, состоящую из отдельных зон.

Открытые месторождения связаны в большинстве случаев с карбонатными комплексами, что отразилось на типах залежей и составе УВ. Формирование месторождений, видимо, происходило в несколько этапов, и зачастую отмечается переформирование.

В. И. Кайдалов, И. М. Жуков, Д. М. Шендерович

**СТУПЕНИ МОНОКЛИНАЛЕЙ —
ЭЛЕМЕНТАРНАЯ СТРУКТУРНАЯ ОСНОВА
ЗОН НЕФТЕГАЗОНАКОПЛЕНИЯ
(на примере юго-востока
Восточно-Европейской платформы)**

Известно, что флексуры в осадочном разрезе несут не только функции раздела моноклиналей на многочисленные ступени, но они, кроме того, фиксируют собой структуры II порядка. Последние, как правило, представлены валами и валообразными зонами, а также обширными дислокациями, осложняющими приподнятые (над флексурой) края данных ступеней.

Каждую из таких ступеней, осложненную множеством локальных поднятий, рекомендуется рассматривать в качестве структурной основы ЗНГН, особенно при условии, что разрезы их характеризуются благоприятным сочетанием ловушек (пластов-коллекторов) и покрышек. В свою очередь близкие по характеристикам мелкие зоны могут составлять более крупные ЗНГН. Во многих случаях флексуры, пространственно накладываясь на крылья фиксируемых ими структур II порядка (валов), практически совпадают с региональным падением слоев моноклинали.

Установлено, что, во-первых, каждой флексуре осадочного чехла в теле фундамента отвечает нарушение, а во-вторых, каждую флексуру следует рассматривать как напряженное, но нереализованное в разлом состоянии слоев. В ряде мест флексуры вместе с разломами образуют весьма протяженные осложнения в структуре осадочного чехла. Так, Токаревский региональный разлом, который на западе бортовой зоны Прикаспия выражается сбросом, в восточном направлении прослеживается в виде Иртекской и Илек-Яйсанской флексур. Общая протяженность дислокации достигает 400 км.

Подмечено, что края наиболее крупных ступеней моноклинали фиксируются более контрастными и более протяженными флексурами, которым в фундаменте отвечают регионально выраженные разломы. Естественно, что ими ограничиваются соответственно более крупные зоны интенсивного нефтегазонакопления.

Из крупных ступеней в пределах юго-востока Восточно-Европейской платформы выделяются Жигулевско-Самаркинская, Большекинельская, Кулешовско-Горбатовская, Радаевская и др. Сопряженные с ними ЗНГН фиксируются одноименными флексурами.

Установлено, что максимальным числом залежей, высоким уровнем запасов нефти и газа и интенсивной продуктивностью характеризуются валообразные зоны, непосредственно ограниченные со стороны регионального падения слоев резко выраженными флексурами. Выяснилось также, что пропорционально удалению от флексуры (в сторону регионального подъема слоев) уменьшаются размеры структур (ловушек), число продуктивных пластов, запасов нефти и газа, а также коэффициент продуктивности скважин. Поднятия, значительно удаленные от таких флексур, морфологически слабо выражены, они с трудом группируются в валы, в их разрезах

чаще всего разведываются одна-две малопродуктивные, иногда непромышленного значения залежи нефти и газа.

В юго-восточных районах Восточно-Европейской платформы крупные структуры I порядка (своды типа Жигулевского, впадины типа Бузулукской и др.) схематично выделяются лишь по фундаменту, тогда как в плитной части разреза в связи с захоронением на их месте чаще всего наблюдается лишь моноклиналиное погружение слоев, обращенное своим падением в сторону осевой части Прикаспийской впадины. Падение слоев колеблется в широких пределах: от 4—16 м/км по верхней перми до 10—65 м/км и более по девону.

В этих условиях нам представляется, что в качестве важнейшего поискового признака при выделении ЗНГН следует устанавливать границы ступеней моноклиналей, для чего на первом этапе в осадочном чехле картируются флексуры, а на втором — детально изучаются участки (ступени) моноклиналей, которые ограничиваются (замыкаются) флексурами. Флексурам осадочного чехла отвечают ослабленные зоны кристаллического фундамента, осложняемые серией разломов. Указанное обстоятельство также может быть использовано при картировании флексур и отвечающих им разломов (по фундаменту) различными методами, включая геофизические, космофото-геологические и др.

Исследование возможностей использования ступеней моноклиналей в качестве структурной основы выделения ЗНГН осуществлялось авторами на примере Жигулевско-Самаркиных дислокаций, являющихся крупнейшей глубинной структурой юго-восточной части Восточно-Европейской платформы.

Под ЖСД принята крупная, регионально выраженная тектоническая зона глубинного заложения, прослеженная от Рязано-Саратовского авлакогена (на западе) до Предуральского прогиба (на востоке) на расстоянии выше 300 км.

В структуре фундамента ЖСД выражены линейной системой региональных глубинных разломов, «залеченных» трещинными интрузиями раннепротерозойских микроклиновых гранитов и диоритов. На востоке с этой же линейной зоной связана система Рашкинско-Землянских взбросо-надвиговых дислокаций, сложенных в основании нижнепротерозойскими метапесчаниками и сланцами, знаменующими собой наиболее ранние этапы становления осадочного чехла.

В вопросах трактовки внутренней структуры ЖСД авторами разделяются представления С. В. Богдановой с соавторами [1] о чешуйчато-блоковой структуре основания Восточно-Европейской платформы. Для западной части ЖСД и востока Оренбургского Заволжья сходные идеи высказывались в работах Н. К. Грязнова с соавторами [2], М. А. Камалетдинова, А. И. Тимашевой [4] и многих других.

Линейность и вещественный состав фундамента позволяют рассматривать ЖСД как одну из ветвей карелид. Ориентированная субширотно данная региональная зона осложняется рядом субдолготных разломов, расчленяющих ее на ряд сегментов, смещенных один относительно другого в южном направлении.

Структурное единство выделяемых сегментов устанавливается тождественностью вещественного состава фундамента и общностью строения осадочного чехла. Естественно, что лучшим образом сопоставляются фундамент

и терригенный девон. Что касается каменноугольных и более молодых отложений, то наблюдаемые в них различия легко объяснимы наличием долготных разломов, обуславливающих различную тектоническую обстановку на различных этапах геологического развития того или иного сегмента.

В общей структуре ЖСД можно выделить в качестве самостоятельных элементов три крупных сегмента (ограниченных региональными разломами): Жигулевский, Дмитриевско-Малаховский и Рашкинско-Шуваловский.

Жигулевский сегмент прослеживается от Сурско-Мошкинского вала до восточного окончания собственно Жигулевского вала. Западной границей сегмента служат бортовые разломы Рязано-Саратовского авлакогена, восточной — Покровский грабен. Дизъюнктивная природа Жигулевского сегмента известна давно и в последние годы подтверждена данными глубокого бурения.

Дмитриевско-Малаховский сегмент в виде разобщенных фрагментов выделялся и ранее под названием «Самаркинские дислокации». С запада он ограничивается Покровским грабеном, с востока — Западно-Шарлыкской системой разломов, в центральной части осложнен Икской тектонической зоной древнейшего заложения. Структура сегмента трактуется в виде валообразного изгиба слоев с крутыми крыльями в местах близкого схождения разновозрастных отложений [8]. Некоторые исследователи отрицают структурное единство западной (Могутовско-Твердиловской) и восточной (Родинско-Малаховской) ее ветвей.

Пликвативные дислокации Дмитриевско-Малаховского сегмента достаточно детально изучены по горизонтам девона, карбона и перми и прослежены на восток до меридиана зоны Малаховских структур. При этом по наличию мощных флишевых образований каменноугольно-девонского возраста, развитых на южном Урале, В. А. Клубовым и др. [5] априорно прогнозируется его восточное продолжение вдоль южной границы Оренбургского свода.

Примерно к этому же направлению тяготеет Рашкинско-Шуваловский сегмент ЖСД, который выделяется как древний рифт, осложненный системой взбросо-надвиговых дислокаций. Его, очевидно, следует трактовать как структурный аналог Жигулевского сегмента.

Основанием для выделения Рашкинско-Шуваловского сегмента послужили данные глубокого бурения, геофизики, результаты дешифрирования и интерпретации космоснимков, анализа литофаций, а также применение принципа аналогии, для чего использовались хорошо разбуренные западные районы ЖСД.

Геологическое строение и нефтеносность Жигулевского и Дмитриевско-Малаховского сегментов подробно раскрыты в прежние годы Н. К. Грязновым и др. [2, 3], в связи с чем рассмотрим особенности строения лишь Рашкинско-Шуваловского сегмента, выделяемого впервые. Являясь крайним юго-восточным элементом ЖСД, он простирается к востоку от Западно-Шарлыкской системы разломов по линии населенных пунктов Ново-Сергиевка, Переволоцк и Архангельское. Кристаллический фундамент сегмента в отличие от вмещающих архейских толщ сложен нижнепротерозойскими метапесчаниками, сланцами и другими парапородами, метаморфизованными до состояния биотитовых парагнейсов, описанных на Ново-Сергиевской [6], Землянской (определения С. П. Макаровой) и Веселовской площадях.

Осложненные линейной системой глубинных разломов, эти породы образуют серию чешуйчатых надвигов с плоскостями сбрасывателей, круто

падающих на юг. В древней рифейской структуре региона Рашкинско-Шуваловский сегмент, как и вся ЖСД, проявляет себя как глубинная шовная зона, насыщенная тектоническими останками рифейских пород, сохранившимися в «запавших» блоках на Зольненской, Волго-Сокской, Ласкаревской, Рашкинской и Землянской площадях. Две последних непосредственно входят в состав Рашкинско-Шуваловского сегмента.

Тектоническая активность на границе среднего и верхнего девона, как и для всей Восточно-Европейской платформы [9], явилась определяющей. В конце ее сформировались структуры широтных и близких к ним северо-западных прогибов, сохранившиеся соответственно в зоне ЖСД и Муханово-Ероховского прогиба. В результате «наложения» структур Рашкинско-Шуваловский сегмент, принадлежащий ЖСД, оказался на юго-восточном транзитном продолжении Муханово-Ероховского прогиба и в связи с этим наследует ряд основных черт его строения. Прежде всего это несоответствие структурных планов верхнефранских, фаменских и вышележащих отложений, непостоянная мощность франского яруса, наличие елховского горизонта и ряд других особенностей разреза.

Из приведенного краткого обзора истории развития видно, что ЖСД представляет собой глубинную структуру древнего заложения, сформировавшуюся на протяжении весьма длительного отрезка геологического времени, от раннего протерозоя до перми включительно. Длительная и очень сложная история ее формирования запечатлена в разрезе региональными перерывами и угловыми несогласиями, разграничивающими собой главные этапы ее становления. Каждый из этих этапов является одновременно и этапом нефтенакпления, о чем свидетельствует широкий диапазон нефтеносности от афонинского горизонта среднего девона до калининской свиты верхнепермского отдела.

Непосредственно в пределах ЖСД выявлено около 100 месторождений нефти и газа, из них свыше 50 — в прифлексурной части ступени. Распределение их по нефтеносным комплексам представляется в следующем виде. Со средне-верхнедевонским и нижнекаменноугольным терригенным комплексами связаны соответственно 19 и 27 месторождений. На долю вышележащих — среднекаменноугольного и верхнекаменноугольно-пермского — приходится 16 месторождений и залежей нефти.

В пределах Рашкинско-Шуваловского сегмента в последние годы открыт ряд нефтяных месторождений. Так, на Рашкинской площади (скв. 403) из интервала глубин 3468—3476 м (пласт D_v), сложенного известняками афонинского горизонта, получен промышленный фонтан нефти. Кроме того, промышленная нефть получена из пласта D_{IV} воробьевского горизонта (интервал 3406—3410 м). В пласте D_{III} нефтяная залежь установлена на Сыртовском месторождении. Кроме того, на Сыртовском и Қариновском месторождениях нефтяные залежи выявлены в песчаниках «колганской» толщи. На Қариновском месторождении нефть получена в скв. 51 из интервала 3496—3499 м. На Сыртовском месторождении приток нефти получен из песчаников «колганской» толщи.

Процесс формирования девонских залежей кратко можно представить в следующем виде. На самых ранних этапах девонской седиментации эпикарельский фундамент представлял собой поверхность, слегка наклоненную в юго-восточном направлении, в сторону наступающего моря. Анализ распределения мощностей терригенного девона и особенно его нижних

(койвенско-афонинского) горизонтов позволяет уверенно воссоздать рельеф того времени, представляющий собой правильную полусферу с днищем, центриклонально погружающимся в южном направлении.

К концу раннефранского времени ЖСД морфологически представляли собой сложную систему линейных и линейно-прерывистых валов, сопряженных с блоковым рельефом фундамента и занимающих относительно высокое гипсометрическое положение. С юга они ограничивались Бузулукской впадиной, которая широким амфитеатром открывалась в Прикаспийскую впадину, где господствовали устойчивые морские условия.

В прибрежной шельфовой части моря отлагались песчаные и песчано-глинистые отложения, а в более глубоководной накапливались карбонатные породы и депрессионные битуминозные осадки большой мощности, являющиеся основными нефтегенерирующими породами. В последних в результате сложных преобразований ОВ превращалось в нефть и выжималось по восстанию пластов, в примыкающие к ним глинистые осадки и пористые породы среднего девона. Невыдержанность пластов по простиранию и малая мощность глинистых экранов в купе с региональной структурой подстилающих толщ создали благоприятные условия для субвертикальной миграции. Наилучшим водо- и нефтеупором в разрезе девона обладает глинистая пачка муллинских слоев, поэтому живетские отложения оказались изолированными от нижнефранских.

Как видно из палеоструктурных построений, благоприятное структурное положение занимали система приподнятых линейно-прерывистых валов ЖСД и многочисленные флексуры с крутыми углами падения южных крыльев. С одним из таких флексурных перегибов связано открытое в последнее время Зайкинское газоконденсатное месторождение среднедевонского возраста.

В заключение необходимо сделать следующие выводы:

1. Выделение ступеней моноклиналей в качестве элементарной структурной основы ЗНГН, безусловно, повысит объективность выделения таких зон, а также надежность прогнозных оценок и в целом будет способствовать повышению эффективности поисков нефти и газа.

2. Жигулевско-Самаркинские дислокации как региональная тектоническая зона заложены на ранних этапах раннепротерозойской истории в общем процессе формирования карелид. Ее Рашкинско-Шуваловский сегмент как одно из составных звеньев представляет собой карельское приращение к архейскому ядру платформы, осложненное многочисленными линейными разломами глубинного (доплатформенного) заложения.

3. На начальных этапах живетского, раннефранского и ранневизейского времени на месте ЖСД располагалась узкая тектонически ослабленная зона с относительно более интенсивным прогибанием по сравнению с соседними участками.

4. Осложняющие ЖСД консеквентные разломы относятся к типу взбросов с крутым падением плоскости сместителя на юг. Они затрагивают не только породы фундамента, но и верхний девон (по нижнефранский ярус включительно). Таким образом, вопреки установившемуся мнению отрицается консерватизм разломов доплатформенного заложения.

5. Из сравнения структурно-морфологической отраженности ступени с характером нефтегазоносной палеозойской части разреза видно, что ЖСД является структурной основой крупной одноименной зоны интенсивного нефтегазонакопления.

ЛИТЕРАТУРА

1. Богданова С. В., Гафаров Р. А., Новикова А. С. Схема тектоники фундамента Восточно-Европейской платформы. — В кн.: Тектоника территории СССР. М.: Наука, 1979, с. 47—58.
2. Грязнов Н. К., Клубов В. А., Нечитайло С. К. и др. Основные черты тектоники Волго-Уральской нефтегазоносной области. М.: Недра, 1967. 116 с.
3. Грязнов Н. К., Силонов Ф. А. Особенности строения и тектонического развития западной части Жигулевской дислокации и нефтеносность палеозойских отложений. — В кн.: Геологическое строение и нефтеносность районов Волго-Уральской области, Кавказа, Предкавказья. М.: Гостоптехиздат, 1961, с. 40—51.
4. Камалетдинов М. А., Тимашева А. И. Надвиговая тектоника юго-восточного склона Восточно-Европейской платформы (по данным геофизики). — Докл. АН СССР, 1981, т. 261, № 5, с. 156—161.
5. Клубов В. А., Кулаков А. И., Шпильман И. А. Самаркинская дислокация — новый перспективный нефтегазоносный район Оренбургской области. — Новости нефт. техники, 1960, № 9, с. 45—48.
6. Лапинская Т. А., Богданова С. В. Состав и стратиграфические соотношения главных дорифедских комплексов фундамента Восточно-Европейской платформы. — В кн.: Вопросы тектоники докембрия континентов. М.: Наука, 1970, с. 63—70.
7. Лобов В. А., Кавеев И. Х., Ханин И. Л. и др. О надвиговой природе Карлово-Сытовского поднятия Жигулевской дислокации. — Геология нефти и газа, 1974, № 7, с. 33—37.
8. Мазарович А. Н. Геологическое строение Заволжья между Куйбышевом и Оренбургом. — Бюл. МОИП, 1936, т. 14, № 6, с. 23—45.
9. Маркумов С. П., Дикенштейн Г. Х., Иванова Т. Д. Тектоника нефтегазоносных провинций и областей СССР: Справочник. М.: Недра, 1982, с. 13—14.
10. Павлов А. П. Самарская Лука и Жигули. М., 1887. (Тр. Геолкома; № 5).

УДК 551.98.2.061.15 : (550.4 + 556.3) (470.4 + 574.1)

*О. К. Навроцкий, Л. Д. Тальнова, И. Н. Сидоров,
Г. С. Долгова, И. В. Орешкин, Г. П. Былинкин*

ГЕОХИМИЧЕСКИЕ И ГИДРОГЕОЛОГИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ ГЕНЕРАЦИИ И НАКОПЛЕНИЯ УГЛЕВОДОРОДОВ В ПОДСОЛЕВЫХ ОТЛОЖЕНИЯХ ПРИКАСПИЙСКОЙ ВПАДИНЫ

Одним из методов, способных дать представление о возможном количестве нефти и газа, является объемно-историко-генетический, применение которого базируется на основе изучения закономерностей распределения фациально-генетических типов РОВ, их нефтегазоматеринских возможностей и степени катагенетической преобразованности.

На этой основе проведена оценка нефтегазоматеринского потенциала подсолевых отложений Прикаспийской впадины в пределах литолого-стратиграфических комплексов, выделяемых на территории ее северо-западного обрамления: 1) досреднедевонского карбонатно-терригенного; 2) средневерхнедевонского карбонатно-терригенного; 3) верхнедевонско-нижнекаменноугольного карбонатного; 4) нижнекаменноугольного (яснополянского) терригенного; 5) окско-нижнебашкирского карбонатного; 6) среднекаменноугольного терригенного; 7) среднекаменноугольно-нижнепермского карбонатного.

Проведенные исследования позволили установить закономерности взаимосвязи количественных и вещественно-петрографических характери-

стик РОВ с литологией вмещающих пород и палеогеографическими условиями осадконакопления в пределах вскрытых разрезов по бортовым участкам Прикаспийской впадины и ее обрамления.

Для мелководно-морских светло-серых слонсто-карбонатных пород, включающих как хемогенно-органогенно-обломочные, так и биоморфные разности, независимо от возраста характерно низкоконцентрированное органическое вещество ($POB_{нк} < 0,3\%$)¹ группы сапропелитов, класса сапропелито-оксисорбосапропелитов (по классификации Г. М. Парпаровой, С. Г. Неручева [1] — OF, по О. П. Четвериковой — C₁₁).

Микрокомпонентный состав РОВ представлен коллоальгинитом и оксисорбоколлоальгинитом, в химическом составе которого содержится невысокий процент водорода (до 4,5%), выход потенциальных летучих продуктов также низок и не превышает 42%.

В глинистых известняках и кремнисто-известковисто-глинистых породах, накапливающихся в периоды относительного углубления бассейна, присутствует высококонцентрированное рассеянное ОВ ($POB_{нк} = 1,5-11\%$) группы сапропелитов, класса собственно сапропелитов (F₁, или, по классификации О. П. Четвериковой, C₁). Рассеянное органическое вещество полностью сложено коллоальгинитом. В этом классе существенную роль играют алифатические и алициклические (алиновые) структуры; содержание водорода и потенциальный выход летучих продуктов достигают максимальных значений — 6—8 и 60—70% соответственно.

Терригенные песчано-глинистые отложения содержат наряду с сапропелевыми микрокомпонентами остатки высшей растительности.

Содержание РОВ определяется гранулометрическим составом пород и возрастает в ряду: песчаник (0,1—0,4%) — алевролит (0,2—0,5%) — аргиллит (0,5—3,2%). Минимальными содержаниями РОВ_{нк} характеризуются красноцветные гравийно-песчано-глинистые породы рифейско-раннедевонского возраста (не более 0,03—0,04%). Соотношение гумитовых и сапропелевых компонентов находится в зависимости от эволюционного развития органического мира и палеогеографической обстановки.

В девонских терригенных отложениях происходило накопление в основном сапропелевого РОВ, сложенного коллоальгинитом и псевдовитринитом. В верхнедевонских породах в северо-западном платформенном обрамлении вблизи от источников сноса встречаются витринитовые и лейптинитовые микрокомпоненты.

В каменноугольных и нижнепермских (моцассовых) терригенных отложениях содержится преимущественно гумусовое РОВ, основная масса которого сложена сорбомикститом, состоящим из смеси гумитовых и сапропелевых частиц. В отдельных горизонтах (тульский в северо-западной части впадины, артинский — в юго-западной) встречаются прослои, в которых лейптинитовые микрокомпоненты составляют 12—28% от массы ОВ. Наиболее «чистые» гумитовые (арконовые) разности РОВ встречаются в среднекаменноугольных терригенных отложениях (верейский горизонт). Химическая характеристика показывает, что в структуре РОВ, находящегося на стадии МК₂₋₃, доминируют полиароматические соединения ($f_a = 0,75 \div 0,9$) с низким содержанием водорода (3,1—3,7%), обусловленные генетической природой РОВ. Потенциальный выход летучих продуктов варьирует от 19 до 26%.

¹ РОВ_{нк} — содержание рассеянного органического вещества на начало катагенеза.

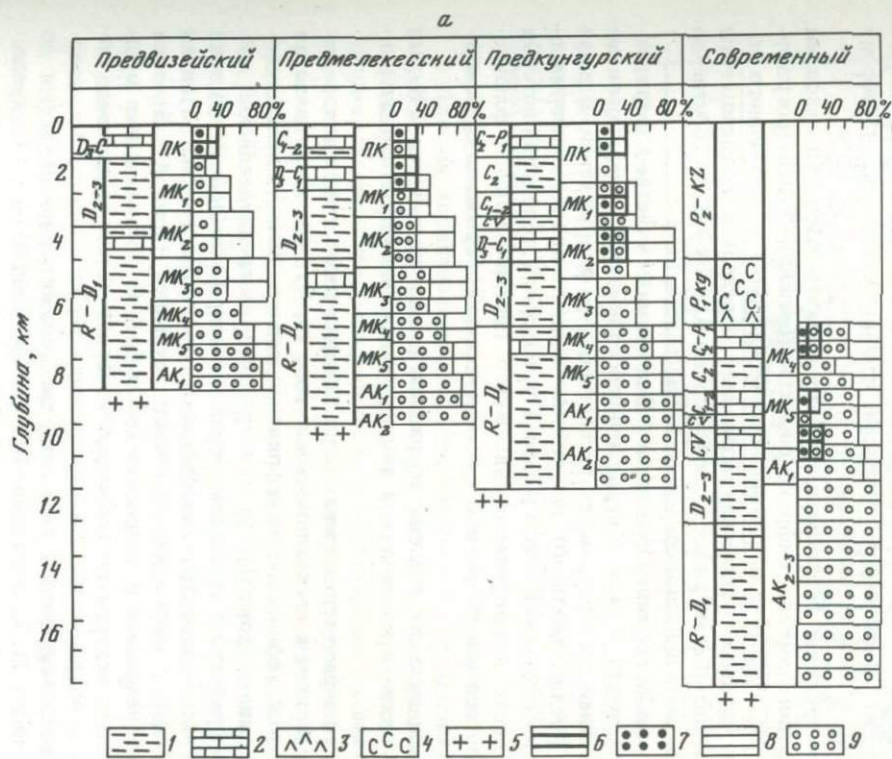


Рис. 1. Схемы поэтапной реализации нефтегазоматеринского потенциала для зон 1 (а) и 5 (б)

Породы: 1 — терригенные, 2 — карбонатные, 3 — ангидриты, 4 — соль, 5 — кристаллический фундамент. Реализация нефтегазоматеринского потенциала до отложения перекрывающего флюидопора: 6 — жидкие УВ, 7 — газообразные УВ; под перекрывающим флюидопором: 8 — жидкие УВ, 9 — газообразные УВ

Выявленные закономерности распределения РОВ в палеозойских породах по периферии Прикаспийской впадины позволили экстраполировать количественные и качественные параметры рассеянного ОВ во внутреннюю часть впадины. В целом для палеозойских отложений Прикаспийской впадины характерны увеличение доли сапропелевой составляющей РОВ, улучшение условий его накопления и увеличение удельных плотностей в сторону центральной части впадины.

В основу построения схемы распределения градаций катагенеза РОВ были положены замеры отражательной способности витринита и показатели преломления микрокомпонентов РОВ. Оценка стадияльного изменения РОВ глубокопогруженных отложений осуществлялась [2] на основе анализа геотермических и геолого-геофизических предпосылок, позволяющих прогнозировать литологический состав пород, геотермические градиенты и температуры с последующей привязкой к ним градаций катагенеза.

Анализ распределения глубинной катагенетической зональности показывает, что по мере увеличения глубины фундамента и появления эвапоритовых пород происходит закономерное смещение границ катагенеза в сторону больших глубин.

Для характеристики нерастворимого ОВ и битумоидов использованы данные элементного состава, инфракрасной спектроскопии, углететрографического анализа. Изучение закономерностей изменения качественного состава РОВ в процессе катагенеза позволило определить коэффициенты эмиграции и масштабы генерации газообразных и жидких УВ для собственно сапропелевого, оксисорбосапропелевого и гумитового РОВ.

Очевидно, что не все генерированные УВ принимали участие в формировании залежей нефти и газа. Миграционноспособные УВ, генерированные до отложений флюидоупоров, могли рассеяться либо разрушиться, в связи с этим можно предположить, что они не участвовали в процессах формирования современных залежей нефти и газа. Углеводороды, генерация которых происходила после формирования надежного перекрывающего флюидоупора, могли рассеяться только после потери породой-покрышкой ее экраняющих свойств.

С целью определения степени сохранности эмигрировавших УВ был проведен эволюционно-генетический анализ реализации нефтегазоматеринского потенциала.

По набору в разрезе терригенных толщ, содержащих глинистые породы-покрышки, выделяются следующие зоны (рис. 1, 2): 1) зона развития досреднедевонской, эйфельско-нижнефранской, яснополянской и мелекесско-верейской покрышек (зона 1); 2) зона развития досреднедевонской, эйфельско-нижнефранской и мелекесско-верейской покрышек (зона 2); 3) зона развития эйфельско-нижнефранской покрышки (зона 3); 4) зона развития досреднедевонской и мелекесско-верейской покрышек (зона 4); 5) зона развития досреднедевонской покрышки (зоны 5, 6, 8, отличающиеся мощностью осадочного чехла и степенью реализованности генерационного потенциала); 6) зона развития преимущественно терригенной толщи, охватывающая стратиграфический диапазон предположительно от рифея до ранней перми (зона 7); 7) зона развития досреднедевонской и мелекесско-верейско-наменноугольной покрышек (зона 9).

В пределах всех выделенных зон присутствует сульфатно-галогенная покрышка кунгурского возраста, являющаяся региональным флюидоупором

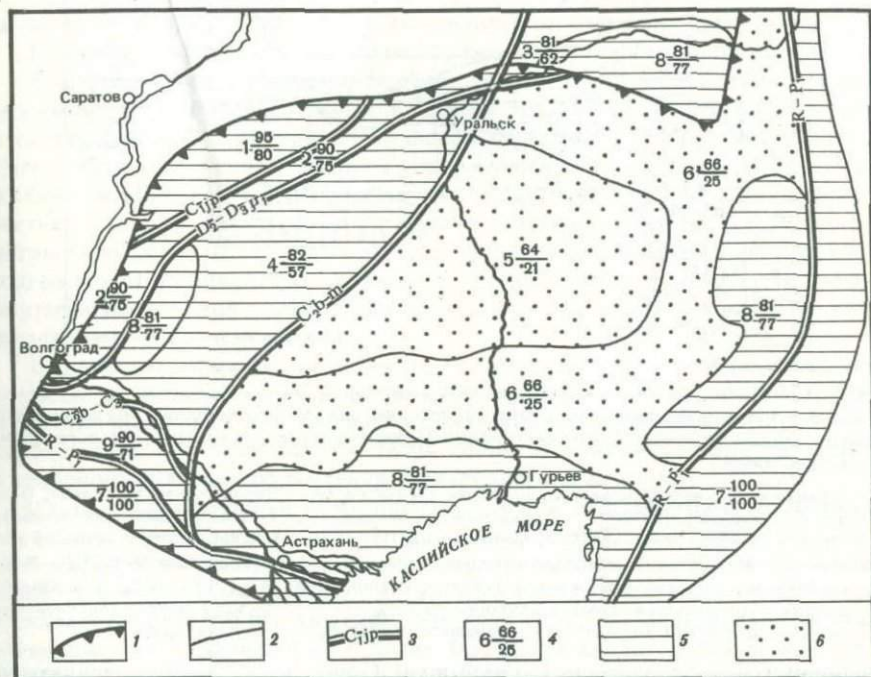


Рис. 2. Схема нефтегазогенерационного районирования Прикаспийской впадины

1 — бортовой уступ Прикаспийской впадины; 2 — границы зон подсчета; 3 — границы распространения и индексы терригенных толщ; 4 — номер зоны подсчета и коэффициенты сохранности (в %) от суммы генерированных УВ: в числителе — газообразных, в знаменателе — жидких; области генерации: 5 — газообразных и жидких УВ, 6 — преимущественно газообразных УВ

для подсолевых нефтегазоматеринских комплексов Прикаспийской впадины.

Для зон, характеризующихся тем или иным набором покровов в разрезе, строились схемы поэтапной реализации нефтегазоматеринского потенциала: определялся литологический разрез на время, предшествующее времени формирования каждой покровышки; на основе принципа геолого-катагенетических аналогий восстанавливалась палеокатагенетическая зональность на рассматриваемый отрезок времени; рассчитывалась доля реализации нефтегазоматеринского потенциала до и после формирования покровышек. Количество УВ, сохранившихся ($Q_{ост}$) в подсолевых отложениях Прикаспийской впадины и способных к миграции, рассеиванию и аккумуляции, рассчитывалось как разность между суммарным реализованным генерационным потенциалом и УВ, генерированными до отложения покровышек. При оценке $Q_{ост}$ учитывался также факт возможной потери глинистыми покровышками экранирующих свойств при достижении ими стадий катагенеза МК₃ и выше [3].

Произведенные расчеты позволили по $Q_{ост}$ построить схему нефтегазогенерационного районирования Прикаспийской впадины с учетом степени сохранности генерированных УВ и отношения газообразных и жидких (г/ж) (см. рис. 2).

Районы, в строении геологического разреза которых принимают участие

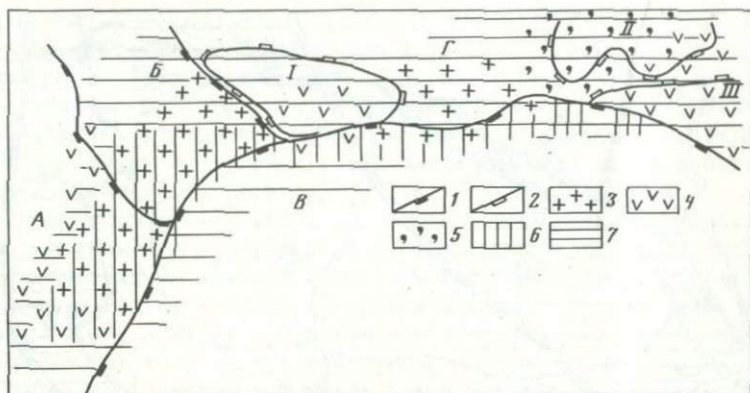


Рис. 3. Зоны нефтегазоаккумуляции в отложениях яснополянского надгоризонта северо-западного и северного обрамления Прикаспийской впадины по гидрогеологическим данным.

Границы: I — крупнейшей тектонических элементов (А — Воронежская антеклиза, Б — Рязано-Саратовский прогиб, В — Прикаспийская впадина, Г — Волго-Уральская антеклиза), 2 — сводов (I — Пугачевский, II — Оренбургский, III — Соль-Илецкий); преобладающий тип водоразворенного газа: 3 — метановый с содержанием горючих компонентов 85 %, ТУ — 4 %, 4 — азотно-метановый с содержанием горючих компонентов 70 %, ТУ — 2 %, 5 — азотно-метановый с содержанием горючих компонентов 50 %, ТУ — 5 %; зоны нефтегазоаккумуляции по гидрогеологическим данным: 6 — высокоперспективные, 7 — перспективные

промежуточные терригенные покрывки (зоны 1—4, 8, 9), отличаются наиболее оптимальными условиями сохранности УВ (60—100 %) и относительно повышенной долей жидких УВ ($г/ж < 5$).

Для зон, в разрезе которых промежуточные терригенные покрывки отсутствуют (зоны 5, 6), характерны пониженные значения коэффициентов сохранности УВ (64—25 %) и повышенное содержание газообразных ($г/ж > 5$).

Отмеченные различия позволяют с генетических позиций прогнозировать относительно большую обогащенность жидкими УВ залежей, расположенных в пределах первой группы зон по сравнению с залежами второй группы (см. рис. 2). С одной стороны, такой прогноз подтверждается наличием залежей нефти на площадях Тенгиз, Тортай, Каратюбе, Кенкияк, Жанажол, Бозоба, Бердянское (зоны 7, 8), а также притоком нефти из пашийских песчаников в скважине Ташлинской-25 (зона 3).

В то же время в пределах зон 8 и 3 расположены такие крупнейшие газоконденсатные залежи, как Оренбургская, Астраханская, Карачаганакская.

Залежи, расположенные в терригенных либо в карбонатных коллекторах, но заключенные в мощных, преимущественно терригенных песчано-глинистых толщах, затрудняющих свободный подток УВ, генерированных нефтегазоматеринскими толщами соседних зон, как правило, имеют небольшие размеры и по составу пластовых флюидов соответствуют качественному составу УВ, генерированных нефтегазоматеринскими толщами данной зоны. В тех случаях, когда залежи приурочены к мощным карбонатным комплексам, литологически раскрытым в сторону участков Прикаспийской впадины (зоны 5, 6) с высокими значениями отношения $г/ж$ (до 9,8), пластовые флюиды представлены газоконденсатами и не соответствуют составу генерированных УВ, сингенетичных данной зоне. Это, возможно, свидетельствует

о существовании подтока УВ к таким участкам из внутренних частей впадины, что приводит к формированию крупнейших скоплений углеводородов.

Процессы нефтегазообразования отражаются и в составе подземных вод.

Коротко наиболее характерная особенность состава и газонасыщенности подземных вод различных зон накопления тех или иных УВ заключается в следующем: 1) зоны нефтенакопления содержат водорастворенный газ азотно-метанового типа с высоким содержанием азота, повышенным содержанием тяжелых УВ (до пентанов и даже гексанов) и низкой газонасыщенностью; 2) зоны газонакопления характеризуются развитием в основном метанового, реже азотно-метанового типов водорастворенного газа с низким содержанием тяжелых УВ и высокой газонасыщенностью вод; 3) зонам нефтегазонакопления свойственны промежуточные характеристики газовой составляющей подземных вод.

В качестве примера реализации остаточного нефтегазоматеринского потенциала, который в силу вышесказанного должен был отразиться в характеристике подземных вод, были рассмотрены воды окско-нижебашкирских карбонатных и яснополянских терригенных отложений северо-западного и северного участков обрамления Прикаспийской впадины.

Наиболее характерной особенностью газовой составляющей подземных вод яснополянского надгоризонта (рис. 3) в пределах волгоградско-уральской части территории является регионально высокое содержание горючих газов. Это в основном газ чисто метанового типа, в составе которого метан составляет более 90 %, тяжелые УВ — до 4 %. Газонасыщенность вод очень высокая, отношение P_g/P_v выше 0,7. Такая характеристика газа дает основание большую часть исследуемой территории рассматривать как зону газонакопления, реже нефтегазонакопления.

Совершенно иную характеристику имеет водорастворенный газ этих же отложений Оренбуржья. Отличительной чертой его является высокое содержание тяжелых УВ (свыше 10 %) при относительно низком суммарном содержании горючих газов (около 50—60 %) и низком газовом факторе (до 200 см³/л). Это типичный газ для зон нефтенакопления.

Повсеместно на рассматриваемой территории водорастворенный газ окско-нижебашкирского карбонатного комплекса по составу и зональности идентичен зафиксированному в яснополянском надгоризонте. Это позволило большую часть территории отнести к зоне газонакопления, а район Оренбуржья — к зоне нефтенакопления.

ЛИТЕРАТУРА

1. Парпарова Г. М., Неручев С. Г. Основы генетической классификации рассеянного органического вещества пород. — Геология и геофизика, 1977, № 5, с. 45—50.
2. Федоров Д. Л. Формации и нефтегазоносность подсолевого палеозоя окраинных впадин Европейской платформы. М.: Недра, 1979. 188 с.
3. Югай Т. А. К прогнозной оценке терригенных коллекторов позднего девона северо-западной окраины Прикаспийской впадины, ее бортовой зоны и обрамления. — В кн.: Коллекторы нефти и газа на больших глубинах. М., 1980, с. 183—188.

*И. С. Огаринов, К. С. Яруллин, В. А. Романов,
В. К. Утопленников*

ЗОНЫ НЕФТЕГАЗОНАКОПЛЕНИЯ В ВЕНДСКО-РИФЕЙСКИХ ОБРАЗОВАНИЯХ НА ЮГО-ВОСТОКЕ РУССКОЙ ПЛИТЫ И НАПРАВЛЕНИЯ ПОИСКОВО-РАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ

На современном этапе нефтепоисковых работ на юго-востоке Русской плиты наиболее важной задачей представляется освоение глубоко погруженных вендско-рифейских образований, ибо нефтегазоносные толщи палеозоя здесь в основном разведаны и в дальнейшем существенного прироста запасов нефти и газа не ожидается.

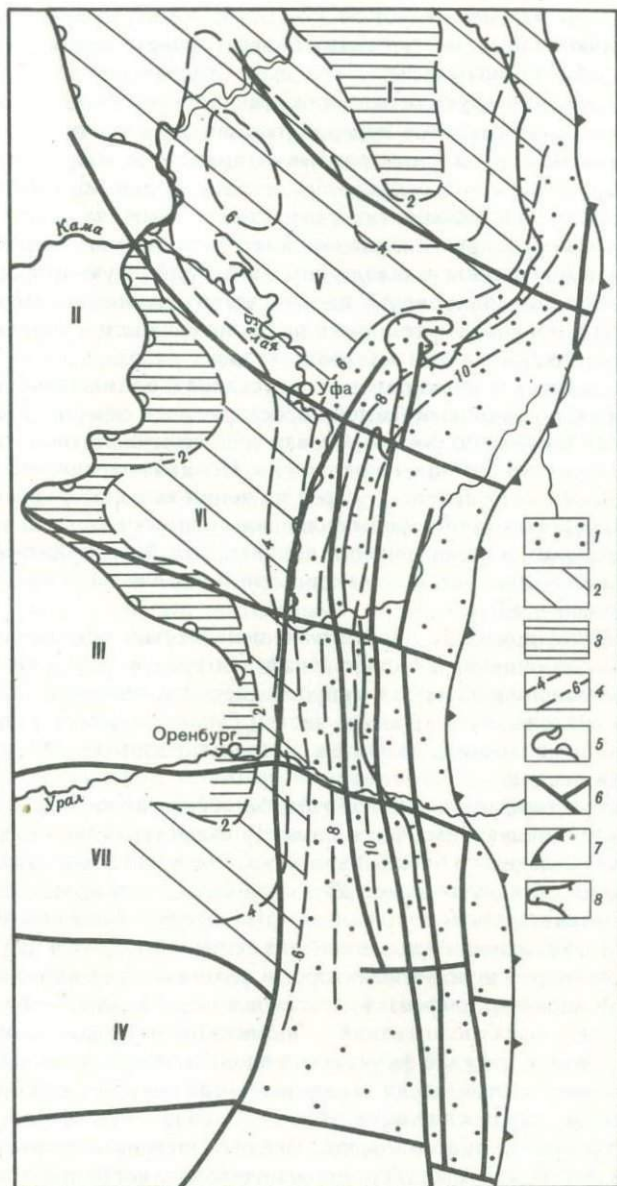
Практикой нефтепоисковых работ доказано, что максимальные запасы углеводородов сконцентрированы в крупных и глубоких осадочных бассейнах земной коры. Одним из них на востоке Восточно-Европейской платформы является область Западно-Уральского перикратонного опускания (палеовпадина) с прилегающими с запада крупными понижениями поверхности кристаллического фундамента.

Современный структурный план фундамента отображен на рисунке. Здесь выделены: а) своды (Пермско-Башкирский, Татарский, Оренбургский и Хобдинский) — крупные поднятия, характеризующиеся сокращенной мощностью осадочного чехла; б) авлакогены (Камско-Уфимский, Серноводско-Абдулинский и Илекский) — протяженные прогибы, ограниченные зонами крупных разломов и заполненные мощными толщами венд-рифейских образований; в) перикратонные опускания (Западно-Уральское, Прикаспийское) — обширные погружения краевых частей платформы, примыкающие к геосинклиналям [5].

Пермско-Башкирский свод занимает область Уфимского плато и значительную часть Юрюзано-Айской впадины. На западе и юго-западе свод осложнен Бабкинским и Дуванским террасовидными уступами, являющимися опущенными блоками свода. Татарский свод (восточная часть южной его вершины) с северо-востока и юго-запада оконтурен разломами, а с востока — Уфимско-Сорочинским структурным валом. В пределах Оренбургского свода выделяется ряд самостоятельных выступов высотой 300—500 м: Пилюгинский, Шарлыкский и Иванаевский. Последние два находятся в зоне Уфимско-Сорочинского структурного вала фундамента. Оренбургский свод, по-видимому, прослеживается далеко на восток, в область Предуральяского прогиба и складчатого Урала, где он проявляется зонами поперечных воздыманий складчатых систем или замыканием систем крупных структур.

В пределах выделенных авлакогенов и перикратонных опусканий как наиболее мобильных зон платформы установлены горсто-грабеновые линейные структуры и тектонические уступы, образование которых вызвано крупными разрывными нарушениями.

В границах Прикаспийской синеклизы консолидированный фундамент имеет двухъярусное строение. Так, Хобдинский свод выделяется по строению многогеосинклинальных образований байкалитид на глубине 10—11 км, а архейско-древнепротерозойское основание здесь опущено на глубину 18—20 км. В зоне Актюбинского Приуралья нижний этаж сложен системой после-



Схематическая карта мощностей вендско-рифейских пород и разломов кристаллического фундамента востока Русской плиты

1 — Западно-Уральское перикратонное опускание (палеовпадина); 2 — авлакогены западного обрамления палеовпадины; 3 — зона сокращенных мощностей венд-рифейских отложений; 4 — изопакиты венд-рифейских отложений, км; 5 — западная граница распространения венд-рифейских пород; 6 — главнейшие разломы кристаллического фундамента (по геофизическим данным); 7 — Главный Уральский разлом; 8 — западная граница складчатого Урала. Своды: I — Пермско-Башкирский, II — Татарский, III — Оренбургский, IV — Хобдинский; авлакогены: V — Камско-Уфимский, VI — Серноводско-Абдулинский, VII — Илекский

карельской складчатости (глубины 12—14 км), а верхний — миогеосинклинальными байкалидами, перекрытыми более поздними (вендско-раннепалеозойскими?) покровами базальтов трапповой формации.

Анализ строения фундамента показывает, что своды и авлакогены возникли в областях глубокой переработки земной коры и мантии и контролируются системами разломов разных направлений и порядков. Относительно резко расчлененный рельеф образовался за счет обрушения сводовых частей карельских антиклинальных структур в условиях растяжения коры в раннерифейскую эпоху. Возможно, как считают многие исследователи, грабенообразные впадины и авлакогены имеют рифтовую природу и образовались за счет раздвига коры вдоль систем разломов. Перикратонные прогибы сформировались путем проседания поверхности фундамента за счет уплотнения вещества мантии или базальтового слоя.

Западно-Уральское перикратонное опускание с примыкающими с запада авлакогенами как осадочный бассейн простирается с севера на юг более чем на 1000 км при ширине до 300 км. Осевая его часть, смещенная к Уральской геосинклинали, имеет глубину не менее 8 км. Продолжительность развития — более 1 млрд. лет — от среднего рифея до перми включительно. Длительное погружение сопровождалось формированием мощных толщ (до 8 км и более) вендско-рифейского и палеозойского комплексов и благоприятными геолого-геохимическими условиями для накопления органического вещества и преобразования его в УВ.

Палеозойский комплекс здесь почти повсеместно промышленно нефтегазоносен. В размещении скоплений нефти и газа в нем устанавливаются следующие закономерности: а) приуроченность месторождений к древним сводовым поднятиям, б) к краевым частям сводов (к зонам уступов фундамента), в) к приразломным валам на склоне платформы и г) к структурным осложнениям внутри авлакогенов.

Дофанерозойские отложения в этом бассейне также перспективны, что обосновывается следующими факторами: 1) существованием благоприятных геолого-геохимических и термобарических условий для генерации УВ в вендско-рифейских отложениях; 2) многочисленными проявлениями нефти и газа на значительной территории юго-востока Восточно-Европейской платформы и открытием пяти небольших залежей нефти в Верхнекамской впадине; 3) наличием пород-коллекторов и флюидопоров во многих горизонтах венда и верхнего рифея; 4) установлением геофизикой и бурением крупных структурных осложнений — высокоамплитудных антиклиналей и протяженных валов, уступов фундамента вдоль глубинных разломов, а также распространением тектонически экранированных ловушек и ловушек стратиграфического и литологического типов в зонах несогласных залеганий отдельных горизонтов рифея и венда. Все перечисленные осложнения могут представить собой ловушки для промышленных скоплений нефти и газа.

Рассмотрим вкратце важнейшие условия накопления вендско-рифейских пород, возможность генерации и образования залежей УВ.

Вендско-рифейские отложения восточного края Русской плиты сформировались в обширном мелководном бассейне в условиях длительного прогибания. Об этом свидетельствуют многочисленные признаки, запечатленные как в геологическом разрезе докембрия западного склона Урала, так и в разрезе глубоких скважин, пробуренных в западной Башкирии и в Пермской области. Наиболее прогнутая часть бассейна совпадала с Западно-

Уральской палеовпадиной, где накопилось более 200 000 км³ осадочных пород. Осадконакопление прекращалось лишь на короткие отрезки времени, но размыту эти отложения подвергались только в восточной половине современного западного склона Урала и в области Татарского свода. Длительный перерыв в накоплении, наступивший в начале палеозоя, не сопровождался значительным размывом и складчатостью. В среднем и позднем палеозое осадконакопление восстановилось, но в начале мезозоя наступил континентальный период развития, продолжающийся до настоящего времени. В этот период ранее сформированные отложения подвергались дифференцированному размыву, который, однако, не разрушил основные залежи УВ в палеозойских образованиях Предуралья и края платформы. Этот размыв, видимо, не повлиял и на залежи УВ в более древних отложениях.

Анализ условий осадконакопления в вендско-рифейском бассейне свидетельствует о многократной смене во времени окислительной и восстановительной обстановок. По характеру распространения окисных и окисно-закаисных форм железа и серы в составе аутигенных минералов выделяются три наиболее благоприятные для генерирования УВ свиты: калтасинская в нижнем рифее, каировская и шкаповская в венде. В указанных интервалах разреза условия осадконакопления были преимущественно восстановительными, в других — окислительными или слабовосстановительными [2].

От условий седиментации зависят распространение и количество ОВ, а в какой-то степени и тип битумоидов в породах. Например, в толщах с преимущественно восстановительными условиями седиментации (т. е. в нефтематеринских свитах) количество $C_{орг}$ составляет обычно 0,1—0,5 %, битумоидов — до сотых долей процента (типа легких маслянистых и частью осмоленных), а в толщах с окислительными и слабовосстановительными условиями $C_{орг}$ — до сотых долей процента, битумоидов — десятичные и тысячные доли процента, часто вообще отсутствуют. Вместе с тем в ряде свит, несмотря на очень малое содержание в породах битумоидов, они легкие, маслянистые. Вероятно, в породах этих свит УВ находятся в виде конденсатов или газов, легко улетучивающихся на поверхности и не фиксирующихся при анализе. Обычно такие битумонды характерны для древних и более глубокопогруженных горизонтов. Ориентировочные подсчеты палеотемператур [8] и выводы относительно времени наступления ГФН в этих толщах увязываются с современным фазовым состоянием УВ. Следует также отметить, что если битумонды в девонских отложениях только сингенетичные, то в древних отложениях наряду с сингенетичными установлены и эпигенетичные.

Для вендско-рифейских отложений востока Русской плиты характерны и многочисленные нефтегазопроявления и скопления нефти в Пермской области и Удмуртской АССР. Получение в ряде скважин притоков нефти до 3,5 т/с из каировской свиты венда на Соколовской, Сивинской, Верещагинской, Дебесской и Очерской площадях в северной части Верхнекамской впадины — убедительное доказательство перспективности поисков нефти и газа в древних образованиях краевых частей Русской плиты. Эти нефтеносные толщи залегают в северной части Верхнекамской впадины на глубинах 2438—2817 м. Нефть не отличается высоким качеством (данные КО ВНИГНИ): плотность ее 0,955—0,965 г/см³, силикагелевых смол — 12,5—23 %, асфальтенов — 6—9 %, парафина — 0,58—2,25 %, серы — 0,3—1,36 %, азота — 0,27—0,37 %. Выход бензиновой фракции до 200 °С

составляет 1—4,9 %, а в очерской нефти (скв. 14) бензин отсутствует. По углеводородному составу нефти относятся к ароматико-нафтеновому (дебесская, соколовская, сивинская), нафтеноароматическому (верещагинская) и нафтенометановому (очерская) типам. Судя по химическому составу, эти нефти подверглись глубокому скрытому гипергенезу еще в период формирования залежей в конце венда, когда геолого-геохимические условия в этой зоне были неблагоприятными. В результате нефти потеряли много метановых УВ, обогатились асфальтено-смолистыми группами и т. д.

Немало газопроявлений установлено в верхнерифейских породах Бавлинско-Балтаевского грабена, юго-восточного склона платформы, Серноводско-Абдулинского авлакогена, Бельско-Камской впадины, Предуральского прогиба. Отложения среднего и нижнего рифея характеризуются нефтегазопроявлениями также почти повсеместно. Среди многочисленных нефтегазопроявлений в рассматриваемых толщах Башкирии следует отметить газопроявления в скв. 62 на Кабаковской и скв. 5 на Шиханской площадях. В первой скважине газ поступал с глубин 5298—5324 м (средний рифей). Его состав, % об.: CH_4 — 35,03; C_2H_6 — 2,47; C_3H_8 — 0,26; N_2 — 59,67; CO_2 — 2,57; H_2S — нет.

В Шиханской скважине ряд интервалов выделялся высокими показателями по газовому каротажу и удельному сопротивлению (до 165 Ом · м). Совместное испытание шести пластов (глубины 3152—3900 м) вызвало интенсивное выделение нефтяного газа и воздуха. Состав газа, % об.: CH_4 — 24,6; C_2H_6 — 6,68; C_3H_8 — 2,0; CO_2 — 0,6; N_2 — 66,1; H_2S — нет.

На разных уровнях разреза венда и рифея рассматриваемой территории установлены многочисленные пористые песчано-алевролитовые толщи пород, которые могут служить в качестве коллекторов углеводородов. Характеристика коллекторов и непроницаемых покрышек вендско-рифейских отложений западного склона Южного Урала и Предуральского прогиба дана К. С. Яруллин, В. А. Романовым [8] (таблица).

Как видно из таблицы, большинство песчаников и алевролитов принадлежит к среднеемкостным коллекторам со слабой и средней проницаемостью, но отдельные прослои пород обладают хорошей пористостью и проницаемостью. Глубина залегания приведенных пород-коллекторов составляет 2,5—3,5 км.

Несмотря на то, что в целом коллекторские свойства осадочных пород по мере увеличения глубины их залегания понижаются, нет оснований считать, что на глубинах 4—6 км в условиях Башкирии они резко ухудшатся, ибо для Предуралья и краевой части платформы характерны высокая тектоническая напряженность, давление и температура. Эти факторы, несомненно, будут способствовать образованию трещин в хрупких породах и вторичных поровых пространств [3]. В зонах разломов возможно значительное увеличение трещинных коллекторов, которые пока трудно поддаются лабораторным исследованиям из-за малого выноса кернов.

Комплексный анализ важнейших факторов, определяющих перспективы нефтегазоносности додевонских отложений востока Русской платформы, позволяет наметить следующие наиболее перспективные объекты и этапы поисково-разведочных работ:

1. Область Уфимско-Сорочинского вала (горста). Этот вал, представляющий собой структуру западного ограничения перикратонного опускания и в то же время подземный мост между Оренбургским и Пермско-Башкир-

**Физические параметры пород-коллекторов одновозрастных отложений
развдочных площадей платформенной части Башкирии**

Свита	Эффективная пористость, %	Проницаемость, мД
Венд		
Салиховская	9—10	0—2
Старопетровская	10—13	Не опр.
Байкибашевская	2,5—12,6 (редко 25)	До 345
Верхний рифей		
Приютовская	10—14	27—83
Леонидовская	6—8	До 60
Средний рифей		
Тукаевская	13—17	До 193

ским сводами, несомненно, играл положительную роль в формировании залежей нефти и газа при их миграции из центральной зоны перикратонного опускания.

2. Охлебинино-Слоновский пришовный уступ фундамента — сочленение крупнейших структур — Восточно-Европейской платформы и Предуральского прогиба. Выявленные здесь сейсморазведкой МОГТ Кабаковская, Федоровская, Стерлибашевская и Толбазинская структуры являются объектами детальных исследований геофизикой и глубоким бурением.

3. Зона перикратонного шва и Алатауского горста фундамента. Геолого-геофизическими исследованиями и бурением установлено наличие крупных высокоамплитудных антиклинальных структур — Шиханской, Темираркинской, Арларовской, Улутауской и Каратауского структурного комплекса. Обоснование перспектив нефтегазоносности их дано авторами ранее [5, 7, 8, 9].

4. Зона широтных и субширотных разломов в фундаменте, выявленных региональными геофизическими исследованиями в Камско-Уфимском авлакогене. Наиболее заслуживают внимания нефтяников разломы: Осинско-Златоустовский, Куедино-Каратауский, Воядинско-Бирский. Последние два разлома контролируют Каратауско-Москудьинское поднятие в рифейских и палеозойских образованиях.

Поиски залежей нефти и газа в прибортовых частях бассейна, как это рекомендуют некоторые исследователи, считаем малоэффективными, ибо там условия для формирования и сохранения УВ были неблагоприятными (глубокий размыв отложений).

ЛИТЕРАТУРА

1. Геология и нефтегазоносность рифейских и вендских отложений Волго-Уральской провинции / М. М. Алиев, С. Г. Морозов, И. Е. Постникова и др. М.: Недра, 1977. 158 с.
2. Закономерности размещения и условия формирования залежей нефти и газа Волго-Уральской области. Т. IV. Башкирская АССР / Н. П. Егорова, Э. М. Халимов, Б. В. Озолин и др. М.: Недра, 1975. 240 с.
3. Коллекторы нефти и газа на больших глубинах / Под ред. Б. К. Прошлякова. М.: Недра, 1980. 312 с.

4. Кристаллический фундамент востока Русской плиты и Южного Урала / И. С. Огарин, Н. К. Юнусов, Л. Б. Арсланбекова и др. Уфа, 1980. 65 с.
5. Нефтегазогеологическое и металлогеническое районирование юго-восточной окраины Русской платформы и западного склона Южного Урала и направления поисково-разведочных работ / И. С. Огарин, А. А. Алексеев, Л. Б. Арсланбекова и др. Уфа, 1981. 71 с.
6. Романов В. А. Типовые разрезы докембрия Южного Урала. М.: Наука, 1973. 132 с.
7. Яруллин К. С., Романов В. А. О поисках залежей нефти и газа в допалеозойских отложениях Южного Урала. — Геология нефти и газа, 1974, № 12, с. 15—20.
8. Яруллин К. С., Романов В. А. Условия нефтегазоаккумуляции в вендско-рифейских отложениях Башкирии. — Изв. АН СССР. Сер. геол., 1981, № 8, с. 106—117.
9. Яруллин К. С., Романов В. А., Тагиров И. А. Додевонские отложения Предуралья — новый объект поисков нефти и газа. — Геология нефти и газа, 1979, № 11, с. 11—17.

УДК 551.243 : 553.98.2.061.15(470.4/5)

В. М. Проворов

РОЛЬ УЗЛОВЫХ ЛОКАЛЬНЫХ ПОДНЯТИЙ В ФОРМИРОВАНИИ КРУПНЫХ ЗОН НЕФТЕГАЗОАККУМУЛЯЦИИ

При проведении нефтегазогеологического районирования северной части Волго-Уральской провинции, куда входят Пермская, Свердловская, Кировская области, Удмуртская и Марийская АССР, автором было отмечено, что 77,5 % начальных извлекаемых ресурсов промышленных категорий приурочено всего лишь к 9 структурно-фациальным ЗНГН из 45 установленных. Таким образом, выявление условий формирования крупных ЗНГН имеет большое научное и практическое значение (рис. 1, см. вкл.).

С целью выяснения условий образования крупных ЗНГН проанализированы история геологического развития территории и на ее фоне — закономерности распространения очагов генерации УВ, ареалов аккумуляции син- и эпигенетических нефтей, связь месторождений УВ с очагами генерации УВ и с локальными поднятиями различного типа.

Циклическая смена талассо- и геократических эпох в истории развития осадочного чехла привела к образованию нескольких разобщенных региональными флюидоупорами нефтегазоносных комплексов: эйфельско-нижнефранского и визейского терригенных, визейского и каширско-верхнекамменноугольного карбонатных, верейского и нижнепермского терригенно-карбонатных.

Кроме этих основных, в разрезе осадочного чехла имеется еще три потенциально нефтегазоносных комплекса: рифейский, вендский и ордовикско-нижнедевонский, геологически и геохимически еще слабо изученных.

Наиболее обогащенными ОВ оказались девонско-турнейский карбонатный, затем девонский и визейский терригенные комплексы, обладающие в основном сапропелевой органикой восстановленного характера и наибольшими нефтегазоматеринскими потенциалами (таблица). Среднекаменноугольные и верхнекаменноугольно-нижнепермские отложения по содержанию органики занимают второстепенное место [2—4, 6 и др.].

Из таблицы видно, что содержание ОВ и его преобразование в УВ практически были близки на подавляющих площадях развития для каждого

из важнейших нефтегазоматеринских комплексов. На этом общем фоне резко выделялись своей сильной обогащенностью ОВ системы застойных иловых впадин позднедевонско-турнейского палеошельфа, и в первую очередь Камско-Кинельская, которая впоследствии послужила важнейшим источником генерации УВ.

Если процесс осадконакопления со всей определенностью называют циклическим [7 и др.], то процесс нефтеобразования был непрерывно-прерывистым, что связано с постепенным вовлечением нефтематеринских толщ в главную фазу генерации нефтей вследствие погружения восточного края Русской платформы в сторону Уральской геосинклинали и формирования (более позднего: поздняя пермь—мезозой—кайнозой) Вятско-Камской впадины. Этот процесс нефтеобразования, начавшись в раннекаменноугольную эпоху для рифейского и частично вендского комплекса, смещаясь во времени и пространстве, протекал непрерывно-прерывисто вплоть до мезозой для локальных очагов генерации нефтей в среднекаменноугольно-нижнепермских отложениях.

Последовательное вовлечение литолого-стратиграфических комплексов в главную зону генерации нефтей сопровождалось образованием региональных наклонов флюидупоров, способствовавших возникновению процессов массовой миграции УВ [11 и др.] и их дифференциального улавливания ловушками, которые в этот период формировались наиболее активно, что было также связано с общей активизацией тектонических движений в конце герцинского этапа истории геологического развития территории.

Сравнение реликтовых структур (порфирины, нормальные алканы, пристан/фитан) и изотопного состава углерода нефтей и битумов одних и тех же литолого-стратиграфических комплексов позволило установить фактически доказанные очаги генерации УВ. Для терригенного девона это южная часть Верхнекамской впадины, для верхнедевонско-турнейского карбонатного и визейского терригенного комплексов — зона развития Камско-Кинельской системы впадин. Локальные очаги генерации УВ в визейско-башкирском и верейском комплексах установлены в бородулинско-фокинской части Верхнекамской впадины. Кроме этого, для верейских отложений такие очаги установлены в Соликамской и предположительно — в Сылвинской впадинах Предуральского прогиба. В нижнепермских отложениях очаг генерации по фактическому материалу установлен на севере Сылвинской впадины.

Условия формирования месторождений нефти тесно связаны с формированием локальных поднятий. В генетическом отношении все локальные поднятия исследуемой территории подразделяются на два класса: платформенный и геосинклинальный. Платформенные поднятия сыграли наибольшую роль в формировании месторождений УВ, особенно седиментационно-тектонический и тектонический типы поднятий.

Анализ формирования локальных поднятий позволяет сказать, что, по-видимому, все поднятия платформенного класса (кроме поднятий соляно-тектонических, структур облекания позднегерцинских массивов и преднадвиговых складок в Предуральском прогибе) зародились еще в додевонское время. Так, например, на ряде локальных поднятий в своде наблюдаются «окна» отсутствия вендских отложений (Дубровинское, Маркетовское, Малоусинское, Кустовское, Владимирское, Пантелеевское — поднятия тектонического происхождения; Шумовское, Аптугайское — поднятия тектоно-седи-

Вариации содержания ОВ и плотностей эмигрировавших УВ для северной части Волго-Уральской нефтеносной провинции

Литолого-стратиграфический комплекс	Севернее ККСВ	
	содержание ОВ, среднее, %	плотность эмигрировавших УВ, т/км ²
Девонский терригенный	0,2—0,7	$1,0 \cdot 10^3$ — $1,0 \cdot 10^4$
Верхнедевонско-турнейский карбонатный	0,3—1,5 (ККСВ)	$1,0 \cdot 10^4$ — $5,0 \cdot 10^4$
Визейско-башкирский карбонатный	0,4—0,7	$3,6 \cdot 10^2$ — $7,2 \cdot 10^2$
Визейский терригенный	1,0—2,2	$5,5 \cdot 10^4$

Примечание. Системы впадин: ККСВ — Камско-Кинельская, ККСВ — Камско-Вятская.

ментационного типа; Есенеинское, Ягано-Гремехинское, Сарапульское — полосовые зоны отсутствия венда). Далее в течение геологической истории некоторые поднятия тектонического происхождения частично расформировывались, а приуроченные к ним ловушки неоднократно испытывали раскрытие на участке того или иного крыла или периклинали (Очерское, Верещагинское, Черновское поднятия и др.). Окончательное формирование локальных поднятий происходило в кунгурское и послекунгурское время. Подавляющее большинство локальных поднятий приурочено к краевым частям неотектонических блоков и в настоящее время испытывает тектонические подвижки. Наиболее благоприятными для формирования и сохранения залежей нефти в нижнем и среднем карбоне оказались тектоно-седиментационные локальные структуры ККСВ, на которых продуктивные комплексы облекают органогенно-карбонатные массивы и непосредственно контактируют с очагами генерации УВ. Эти массивы как «штампы» предохраняли структуры облекания от расформирования, что послужило благоприятным фактором образования наиболее значительных скоплений УВ.

Формирование ЗНГН оказалось в прямой зависимости от расстояния между очагами генерации и ближайшими ловушками УВ, размер которых возрастал у наиболее крупных локальных поднятий. Очаги генерации УВ оказались внутри ареалов распространения сингенетичных нефтей, что позволило проследить пути миграции УВ. Так, формирование месторождений девона и нижнего карбона происходило за счет боковой миграции УВ из собственных очагов генерации. При этом миграционный путь УВ обычно не превышал нескольких километров. Примером этому служат залежи УВ в девонско-турнейском карбонатном и визейском терригенном комплексах в зоне развития ККСВ. Залежи УВ в среднекаменноугольных и более молодых отложениях образовались в основном за счет ступенчатой или вертикально-латеральной миграции УВ из нижележащих очагов генерации [1, 5, 9 и др.]. Поэтому ареал аккумуляции эпигенетичных нефтей в среднем карбоне более широк, чем ареал аккумуляции сингенетичных нефтей нижнего карбона — верхнего девона.

При наличии сравнительно неплохих локальных очагов генерации УВ в среднем карбоне и латеральных подтоков УВ в близлежащие залежи эпигенетичных нефтей могли образоваться довольно перспективные, значительные и даже крупнейшие ЗНГН и в среднем карбоне, примером чему

ККСВ		Южнее ККСВ	
содержание ОВ, среднее, %	плотность эмигрировавших УВ, т/км ²	содержание ОВ, среднее, %	плотность эмигрировавших УВ, т/км ²
0,4—1,0	$1,0 \cdot 10^3$ — $4,0 \cdot 10^5$	0,5	$1,0 \cdot 10^3$ — $1,0 \cdot 10^4$
0,9—1,8	$8,4 \cdot 10^4$ — $5,0 \cdot 10^5$	0,5	$7,2 \cdot 10^3$ — $1,0 \cdot 10^4$
0,4—0,7	$2,4 \cdot 10^3$	0,3	$7,2 \cdot 10^2$ — $1,0 \cdot 10^3$
1,6—2,2	$2,6 \cdot 10^5$	1,5	$1,5 \cdot 10^5$

могут служить соответственно Пызепская, Зуринская и Киенгопская ЗНГН в Верхнекамской впадине. Следует отметить, что чем ближе находится ловушка эпигенетичных нефтей от очага генерации, тем более высоким коэффициентом заполнения она обладает. Так, мелкие месторождения, расположенные в районе ККСВ, в основном характеризуются довольно высоким коэффициентом заполнения, который обычно превышает 0,6 в среднем карбоне. Крупнейшая залежь нефти в среднем карбоне в Киенгопской ЗНГН объединяет несколько смежных поднятий. С удалением к северо-западу от ККСВ этот коэффициент снижается до 0,47—0,26 для залежей Верещагинского вала.

Таким образом, среди многих факторов, обуславливающих формирование ЗНГН, а также контролирующих их размещение, наиболее существенное значение имеют структурный и фаціальный. Структурные региональные и локальные условия формирования ЗНГН должны сочетаться с благоприятными фаціальными условиями формирования нефтематеринских и нефтесодержащих комплексов. Под структурно-фаціальную ЗНГН вторым понимается ассоциация смежных и сходных по своему строению и условиям формирования месторождений УВ, что предопределяется не только общностью истории геологического развития, но и общностью структурно-фаціальных факторов формирования нефтегазоносных комплексов.

Наличие благоприятных палеогеоморфологических условий (некомпенсированные впадины ККСВ и др.), мощных свит с высоким содержанием рассеянного ОВ сапропелевого типа и восстановленного характера (доманиковые фации верхнего девона—турне), образование важнейших очагов генерации УВ, коими явились внутренние части ККСВ, близкое расстояние между структурами-ловушками наиболее благоприятного седиментационно-тектонического происхождения и зонами генерации УВ — все это явилось лишь необходимыми, но явно недостаточными условиями для формирования крупных ЗНГН. Почему-то таковые отсутствуют на Вавожском борту Можгинской впадины ККСВ, на западе Соликамского, Чермозского нефтегазоносных районов и во многих других участках развития ККСВ (см. рис. 1).

В результате анализа распределения начальных промышленных запасов нефти внутри крупных и крупнейших ЗНГН следует отметить, что 77 % всех начальных извлекаемых ресурсов нефти промышленных категорий приурочено к 12 месторождениям, т. е. к 8 % от всех открытых месторождений

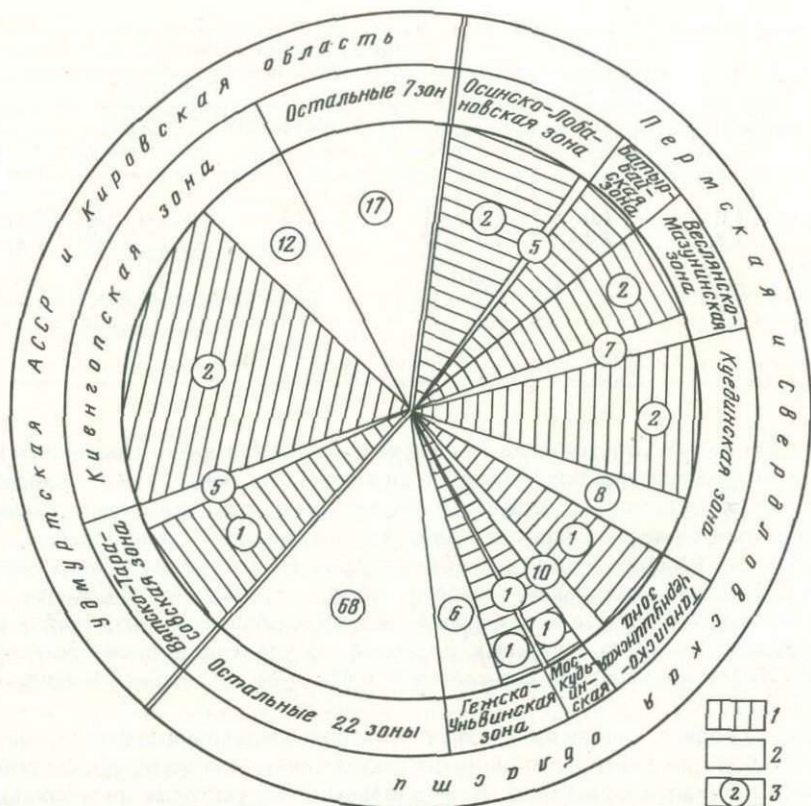


Рис. 2. Распределение запасов УВ по важнейшим ЗНГН северной части Волго-Урала

1—2 — запасы месторождений: 1 — узловых, 2 — остальных; 3 — количество месторождений

нефти. Да и внутри этих важнейших ЗНГН распределение запасов также неравномерно (рис. 2). Подавляющая или значительная доля запасов аккумулирована в наиболее крупных локальных структурах.

Из анализа структурных карт территории по различным маркирующим горизонтам додевона, девона, карбона и нижней перми становится очевидным, что крупные месторождения нефти приурочены к локальным поднятиям, находящимся на пересечении различно ориентированных осевых линий антиклинальных структур. Геологи, ведущие геокартинг складчатых областей, знают, что при пересечении антиклинальных складок образуются наиболее крупные по размерам локальные поднятия. Таковы Колчимский купол и Полудовская антиклиналь, подробно описанные Н. Г. Чочиа в 1955 г. на Урале.

На высокое стояние локальных структур в местах пересечения различно ориентированных антиклинальных линий обращала внимание Е. И. Тихвинская еще в 1936—1939 гг. при изучении территории Татарии и смежных земель и Кировской области. А. Г. Лапшинов в 1941 г. на пересечениях север-северо-западных (герцинских) и восток-северо-восточных (киммерийских) осевых линий положительных структур прогнозировал новые поднятия.

В 1968 г. по территории северной части Волго-Уральской провинции автором указывалось на перекрещивание древних тектонических зон с бортовыми частями ККСВ, эти участки оказались благоприятными для образования наиболее крупных структур на этих бортах: Красногорской, Мишкинской в УАССР, Ножовской, Осинской и других в Пермской области. Позднее совместно с П. А. Софроницким вопрос формирования крупных локальных поднятий, названных узловыми, был рассмотрен более подробно [10]. Было подчеркнуто, что узловые поднятия не только отличаются сравнительно большими размерами, но и большими этажами нефтегазоносности и обычно большим количеством залежей.

Следовательно, при формировании крупнейших, крупных и значительных зон аккумуляции сингенетичных УВ при прочих равных благоприятных условиях образования и сохранения залежей решающими являются наличие крупных узловых поднятий и структурных выступов (типа Батырбайского), близость к ним основных очагов генерации УВ. Крупные скопления эпигенетичных УВ возможны лишь при их непосредственном перетоке из крупных нижележащих залежей сингенетичных УВ в пределах одних и тех же узловых структур (Киенгопская зона).

Таким образом, при поисках крупных ЗНГН в слабоизученных перспективных нефтегазоносных районах факт перекрещивания различно ориентированных осевых линий антиклинальных структур должен служить одним из важных поисковых критериев. Следует особо обращать внимание на крутые изгибы антиклинальных зон, где также могут быть обнаружены узловые структуры. Кроме того, практика показала, что вблизи крупных узловых структур (крупных месторождений) в районе развития ККСВ всегда находятся «структуры-спутники» [8], поиск и разведка которых также являются практически оправданным направлением в деле выполнения планов прироста промышленных запасов УВ.

ЛИТЕРАТУРА

1. Винниковский С. А., Шаронов Л. В. Закономерности размещения и условия формирования залежей нефти и газа Волго-Уральской области. Т. 2. Пермская область и Удмуртская АССР. М.: Недра, 1977. 272 с.
2. Внутских В. И., Винниковский С. А., Оборина Э. В. Генетическая характеристика органического вещества в разных районах Пермского Прикамья. — В кн.: Органическое вещество современных и ископаемых осадков (седиментиты): Тез. докл. М.: Изд-во МГУ, 1979, с. 123.
3. Калачникова И. Г., Гецен Н. Г., Финкель В. Ф. Некоторые сведения о характере рассеянного органического вещества и битумов в породах продуктивных горизонтов среднего и нижнего карбона в различных тектонических зонах Пермского Прикамья. — Тр. ВНИГНИ, 1973, вып. 123, с. 462—471.
4. Калачникова И. Г., Гецен Н. Г., Финкель В. Ф. и др. Геохимическая характеристика рассеянного органического вещества карбонатного девона на территории Удмуртской АССР. — В кн.: Геология, поиски и разведка горючих полезных ископаемых. Пермь, 1980, с. 63—67.
5. Кутуков А. В. Условия проявления процесса нефтеобразования в вендской, девонской и визейской терригенных формациях Пермского Прикамья. — Геология нефти и газа, 1981, № 2, с. 35—39.
6. Ларская Е. С. Распределение, баланс и тип рассеянного органического вещества в палеозойских отложениях Русской платформы в зависимости от условий седиментации. — Литология и полез. ископаемые, 1977, № 3, с. 39—43.
7. Максимов С. П., Добрида Э. Д. Размещение и формирование скоплений нефти в северных областях Волго-Уральской провинции. — Геология нефти и газа, 1982, № 8, с. 20—26.

8. *Проворов В. М.* Перспективы поисков нефтегазоносных локальных поднятий в Среднем Приуралье. — Тр. ВНИГНИ, 1971, вып. 117, с. 135—143.
9. *Проворов В. М.* Структурно-фациальные зоны нефтегазоаккумуляции в северных районах Урало-Поволжья. — В кн.: Методика поисков и разведки месторождений нефти и газа на севере Урало-Поволжья. Пермь, 1982, с. 3—16. (Тр. ВНИГНИ; Вып. 243).
10. *Софроницкий П. А., Проворов В. М.* Локальные узловые поднятия в осадочном чехле Пермского Прикамья. — В кн.: Геолого-геофизические методы поисков и разведки нефтяных месторождений в Пермском Прикамье. Пермь, 1970, с. 22—31. (Тр. ВНИГНИ; Вып. 72).
11. *Шеринев К. С.* О связи между тектоническим развитием, временем формирования и размещения нефтегазовых месторождений в Пермском Приуралье. — Тр. ВНИГНИ, 1966, вып. 57, с. 60—64.

УДК 553.981.2.061.15(470.56)

*К. Б. Аширов, Г. К. Аширова, Л. М. Абрамова,
О. И. Федосова, Л. В. Цивинская, В. А. Белерова,
В. И. Данилова, В. Н. Исаев*

О НЕОБХОДИМЫХ УСЛОВИЯХ И МЕХАНИЗМЕ ФОРМИРОВАНИЯ ГАЗОВЫХ И ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Большинство исследователей признают возможность как независимого формирования нефтяных и газовых месторождений, так и за счет дифференциации их из совместных потоков по схеме латеральной струйной миграции. Однако имеющиеся данные не позволяют согласиться с приведенными выше взглядами.

Все известные газовые и газоконденсатные месторождения представляют различно выраженные газонефтяные разновидности. Впервые с отсутствием самостоятельных условий формирования газовых скоплений мы столкнулись на Калиновско-Новостепановском месторождении (Куйбышевская и Оренбургская области). По данным оценочного бурения было установлено, что здесь, в объеме газовой шапки, остаточная нефтенасыщенность изменяется от 2 до 74,8 %.

Поскольку у залежи имеется нефтяная оторочка, логичен вывод, что первоначально она была нефтяной. В последующем при гравитационном разделении флюидов газ выделился в свободную фазу, сформировалась газовая шапка, которая поршнеобразно оттеснила нефть в подошву, а сорбированная часть нефти сохранилась в газовом объеме. На основании расчета отношения суммарного объема газа газовой шапки и растворенного в нефти к запасам остаточной нефти в газовой шапке и оторочке следует, что первоначально залежь сформировалась за счет нефти с газонасыщенностью 350 м³/т. Это характерно для современных девонских нефтей соседних месторождений.

Многим представляется, что при вертикальной миграции нефть, попадая в интервалы с пониженным пластовым давлением, разгазировалась, за счет чего и формировались газовые залежи. Однако факт присутствия в их объемах остаточной нефти это отрицает.

На платформах при отсутствии АВПД на любой глубине пластовое давление соответствует весу гидростатического столба минерализованной

воды. При вскрытии залежей первыми скважинами на любой глубине подъемная сила, определяющая эффект фонтанирования, будет равна разнице весов столбов пластовой воды и нефти. Например, при удельном весе пластовой воды $1,18 \text{ т/м}^3$, а газонасыщенной нефти $0,6 \text{ т/м}^3$ при подъеме с 3000 м избыточное давление на устье скважин будет 18 МПа. Известно, что устьевое давление у фонтанных девонских скважин составляет 10—20 МПа, т. е. сопоставимо с расчетным, что и благоприятствует сохранению нефти в однофазном состоянии.

Указанному условию содействовала установленная в Гипровостокнефти закономерность снижения давления насыщения при подъемах нефтей в зоны пониженных температур, что и предохраняло их от разгазирования. Например, у исследованной нефти пласта D_1 Никифоровского месторождения (Оренбургская область) с глубины 3230 м, с пластовым давлением 33,6 МПа, температурой 72° , газовым фактором $130 \text{ м}^3/\text{т}$ и давлением насыщения 11,3 МПа при подъеме в интервал разреза с температурой 50° давление насыщения снизилось до 10 МПа, при 40° — до 9,6 МПа, при 30° — до 9 МПа и 20° — до 8,5 МПа. С учетом избыточного давления на устьях скважин естественно, что нефть разгазироваться не смогла. При наличии в Западной Сибири, Прикаспии, Азербайджане, Туркмении, Северном Кавказе и других провинциях АВПД возможность разгазирования нефтей при миграции могла происходить исключительно на диффузионном уровне.

На основании изложенных закономерностей в недрах при миграции газонасыщенные нефти являлись и газоносителями, что исключало возможность раздельного формирования газовых, газоконденсатных и нефтяных залежей.

Доказательства таким выводам имеются в сообщениях о повсеместном присутствии остаточной нефти в газовых объемах газоконденсатных месторождений Азербайджана, Западной Сибири, Туркмении, на Вуктыльском месторождении в Коми АССР, на Оренбургском месторождении и т. д.

Переходя к рассмотрению условий формирования газовых, газоконденсатных и нефтяных месторождений, приуроченных к одинаковым глубинам залегания, отметим, что между ними нет существенной разницы.

На основании обобщения сведений о геологических обстановках, характерных для газоконденсатных месторождений, и данных их разработки можно сформулировать следующие присущие им качества: 1) газоконденсатные месторождения обычно приурочены к интервалам глубин, аналогичным нефтяным; 2) характерно наличие покрывок повышенной мощности; 3) в поровых объемах газонасыщенной части содержатся остаточная нефть и включения битумов, в подошвах залежи подстилаются нефтяными оторочками; 4) конденсатонасыщенность возрастает с глубиной; 5) в процессе разработки снижается конденсатонасыщенность газа, увеличивается в газе процент гомологов метана и углекислоты, снижается плотность конденсата, происходит ее осветление.

Учитывая общие закономерности формирования и поведения при разработке газоконденсатных месторождений, рассмотрим в качестве примера возможные условия формирования Оренбургского газоконденсатного месторождения.

Месторождение приурочено к южному бортовому участку Соль-Илецкого выступа на границе с Прикаспийской впадиной. Газоконденсатная залежь приурочена к отложениям от кунгура до среднего карбона. Соленосная

покрышка над залежью имеет минимальную мощность 200 м. Залежь имеет нефтяную оторочку мощностью до 20 м на западе с уменьшающейся мощностью на востоке. Газонефтяной контакт располагается на отметках от —1730 м на западе до —1760 м на востоке, содержание стабильного конденсата на начало разработки составляет 75—80 г/м³.

По данным Н. Г. Куликовой и др. [2], 26 % порового объема газовой залежи занимает остаточная нефть, 36 % — погребенная вода. Суммарный объем поровой нефти и оторочки — около 2,5 млрд. т. Плотность разгазированной нефти оторочки — 0,844 т/м³, газовый фактор — около 100 м³/т. По данным ВНИИГАЗа и ИГиРГИ, поровая нефть по физико-химическим свойствам близка нефти оторочки. Объем газа, растворенного в поровой нефти и оторочке, — около 250 млрд. м³.

Рассмотрим, могло ли формироваться Оренбургское месторождение за счет поступления газов с конденсатными фракциями, за счет выпадения которых образовалась нефтяная оторочка. Сопоставляя объемы поровой нефти и оторочки с объемом газа, получим, что на 1 м³ газа приходится 1,25 кг нефти. При этом остается открытым вопрос, как могли раствориться в газе смолы, асфальтены, парафин, присутствующие в нефти.

По данным Я. Д. Саввиной, даже без учета нерастворимости тяжелых компонентов в имеющемся объеме газа смогло бы раствориться нефти в 10 раз меньше фактически имеющейся, т. е. ловушка не смогла бы вместить столько газа.

Характерно, что при создании повышенной забойной депрессии из скв. 597 газом была вынесена густая остаточная нефть плотностью 1,04 т/м³, содержащая, % вес.: смол силикагелевых 11, 7, асфальтенов 32,8, серы 3,8, парафина 6,3. Естественно, что подобные компоненты никак не могли поступить в залежь в газоконденсатной форме.

На основании экспериментальных данных Ф. А. Требина и Г. И. Задоры, С. Н. Бузинова и М. А. Пешкина, З. И. Козловцевой, А. Х. Мирзаджан-заде и других установлено, что все газообразные и жидкие УВ, особенно начиная с пропана, активно сорбируются породой и насыщающими их флюидами. При этом газы, особенно гомологи метана, энергично растворяются в нефти. Поэтому, поскольку на путях миграции УВ происходит гидрофобизация коллекторов жидкой фазой, свободными были метан и азот. Произведенные расчеты не позволяют также признать возможность первоначального заполнения ловушки нефтью, а затем газом. По-видимому, месторождение реально могло заполняться нефтью с газонасыщенностью порядка 700 м³/т.

Приуроченность месторождения к бортовому уступу от платформы к Прикаспийской впадине дает основание считать, что формирование его было связано с поступлением нефти с юга, из Прикаспия. Высокая газонасыщенность нефтей в недрах Прикаспийской впадины подтверждается примерами соседних месторождений — Кенкияк, Тепловского и других, где современные газовые факторы достигают 700—1000 м³/т. Подтверждением поступления в залежь нефтей с юга служит наличие наклонного водонефтяного контакта на южном крыле месторождения, а также активное внедрение в залежь воды в процессе разработки, главным образом со стороны южного крыла. К изложенным соображениям напомним, что выше были приведены доказательства практической невозможности самостоятельной, свободной миграции газа без нефти, а также выделения его в свободную фазу.

Гравитационная дифференциация в ловушках газа и нефти была возможна при достаточной мощности покрывших и их высоком качестве, предотвращавших активную утечку диффундировавших из нефтей газов. При наличии качественных покрывших газ скапливался в сводах ловушек, оттеснял нефть в подошвы залежей, формируя газовые шапки. Указанным путем и происходило формирование так называемых чисто газовых и газоконденсатных месторождений, по существу являющихся нефтяными залежами с газовыми шапками, с различной степенью дифференциации газа и нефти.

Авторами не отрицается полностью возможность долевого участия в конденсатах растворенных в газах легких фракций нефтей. Но основная часть конденсатов и в первую очередь их средние и тяжелые фракции, сорбированные в поровых и подгазовых нефтях, должны увлекаться из них совместно с выделяющимися из нефтей растворенными газами. При этом количественные и качественные соотношения их определяются стадиями разработки и глубиной депрессии.

В заключение отметим, что на больших глубинах в высокотемпературных зонах активного проявления катагенного процесса метанизации нефтей залежи их должны превращаться в метановые с остатком в виде предельно восстановленных битумов. Но, как показано в работе [1], метан параллельно будет преобразовываться в уголекислоту, а основная масса его будет рассеиваться из-за его высокой диффузионной способности. Но это не исключает возможности формирования из метана, уголекислоты и других сопутствующих газов месторождений аномального, по сегодняшним представлениям, типа, примером чему может являться в Прикаспии Ширяевское, на Астраханском своде.

ЛИТЕРАТУРА

1. Козлов А. Л. Превращение нефти и газа в глубоких зонах седиментационных бассейнов. — В кн.: Осадочно-миграционная теория образования нефти и газа. М.: Наука, 1978, с. 145—168.
2. Куликова Н. Г., Мохова С. Н., Бузинова Т. С. Обоснование газонасыщенности карбонатных коллекторов Оренбургского газоконденсатного месторождения. — В кн.: Геология, бурение и разработка газовых месторождений. М., 1976, с. 14—20. (Экспресс-информация ВНИИГАЗпрома; № 4).

А. Ф. Романюк, М. И. Суббота, В. П. Ильченко

ГИДРОГЕОЛОГИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ ФОРМИРОВАНИЯ КРУПНЫХ НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ ЗОН

Крупные нефтегазоносные зоны и в их пределах гигантские нефтяные и газовые залежи встречаются сравнительно редко. Для их формирования и тем более для длительного сохранения необходимы благоприятные гидрогеологические условия.

Формируются зоны крупных нефтегазонакоплений прежде всего в таких осадочно-породных бассейнах, в разрезе которых нефтегазоматеринские породы содержат повышенные количества ОВ и которые залегают в температурных интервалах главной зоны нефтеобразования или нижней зоны газобразования. Должна быть достаточно велика нефтегазосборная площадь и благоприятная региональная структурная поверхность пластов, способствующая гравитационному расслоению флюидов в пластах-коллекторах и накоплению углеводородов в условиях весьма затрудненного или затрудненного водообмена недр с дневной поверхностью. Как видим, гидрогеологическая обстановка играет важнейшую роль в формировании ЗНГН.

Гидрогеологическая среда, благоприятная для обнаружения залежей нефти и газа, в общих чертах достаточно хорошо изучена. Этого нельзя сказать о крупных зонах нефтегазонакопления.

Многолетний опыт гидрогеологических исследований авторов на территории Волго-Уральской нефтегазоносной области, в Средней Азии, на Украине, Предкавказье и знакомство с результатами исследований в Западной Сибири и на Сибирской платформе позволили сделать определенные выводы о необходимых гидрогеологических обстановках, при которых могло осуществиться крупномасштабное формирование залежей и их сохранение.

Все крупные ЗНГН формируются в осадочно-породных бассейнах, обладающих большой площадью (сотни тысяч и миллионы квадратных километров) и мощностью осадочного покрова (обычно 3—10 км). Значительная площадь и глубина погружения препятствуют глубокому проникновению от внешних областей питания инфильтрационных вод на всех этапах (инфильтрационных и элизионных) развития бассейна.

Крупные зоны формируются и сохраняются при условии наличия регионально протяженных водоупорных толщ достаточной мощности, способной удерживать давления больших запасов УВ. Наилучшими водоупорами являются эвапоритовые отложения, состоящие преимущественно из галитовых пород с небольшими прослоями гипсов и ангидритов, а также протяженные глинистые толщи, часто являющиеся одновременно нефтематеринскими породами. Карбонатные водоупоры менее надежны, так как их трещиноватые участки превращаются в коллекторы. Следует обратить внимание на тот факт, что региональные эвапоритовые и глинистые водоупоры по мере их погружения в зону повышенных температур и давлений постепенно меняют свои качества.

Слабо уплотненные глинистые породы легче пропускают через себя отжимаемые при погружении поровые растворы и УВ. На определенном этапе уплотнения, когда влажность глинистых пород сильно сокращается до некой критической величины, глинистые породы приобретают максимально

высокие флюидоупорные свойства (по-видимому, это происходит где-то в пределах ГЗН). Но затем, при дальнейшем погружении и нарастании горного давления, влажность глин еще больше сокращается и они теряют пластичность, становятся хрупкими и при тектонических напряжениях растрескиваются и постепенно теряют на какое-то время достаточно надежные свойства флюидоупора. Видимо, поэтому большинство крупных и гигантских залежей нефти и газа выявлено на глубинах, не превышающих 4 км.

Эвапоритовые водоупоры на больших глубинах становятся еще более пластичными, чем на малых глубинах, и при тектонических сжатиях или растяжениях легко нарушают благоприятную форму структурной ловушки и часто не могут удержать крупные залежи УВ. В региональном же плане в целом эвапоритовые водоупоры являются непревзойденными экранами для формирования крупных ЗГН.

Крупные залежи сохраняются только в осадочно-породных депрессионных бассейнах, тектонически слабо нарушенных (имеются в виду нарушения, затрагивающие в первую очередь осадочный слабометаморфизованный чехол). На тектонически ослабленных сбросами и надвигами орогенных участках депрессионных бассейнов крупные ЗНГ и залежи сформироваться не могут. Если же крупные залежи образовались до активизации тектонических движений, они неминуемо будут разрушены, и тогда возможно сохранение лишь мелких или средних по запасам залежей УВ.

Горно-складчатые осадочно-породные бассейны, характеризующиеся большим количеством тектонических разрывов, мало благоприятны для формирования крупных ЗНГ и тем более гигантских залежей нефти и газа.

Существует представление о том, что залежи УВ формируются за счет выделения газа и нефти из воды при снижении пластового давления и температуры. Снижение уровня термобарических условий происходит при латеральном подъеме отжимаемых из глинистых пород элизионных вод в верхние части коллекторского горизонта, где излишки водорастворенных газов и нефти выделяются в свободную фазу и образуют залежи. Отсюда делаются выводы, что крупные запасы УВ формируются вблизи мощных зон разгрузки пластовых вод.

При этом часто не учитывается следующее обстоятельство. Отжим основной массы седиментационных вод из глинистых отложений завершается на глубинах до 1,5—2 км от поверхности, т. е. в интервале разреза, расположенного выше ГЗН. Следовательно, основная масса содержащихся в глинах поровых растворов будет отжата в коллекторы и оттеснена по ним в верхние зоны (где может произойти выделение излишков растворенной нефти в свободную фазу). В этот период в воде содержится мало новообразованных жидких УВ. С этими элизионными водами может быть перенесен лишь метан ранней (верхней) фазы газообразования, способный накопить относительно небольшие залежи газа биохимического генезиса.

Из этого следует, что основные массы генерирующего метана и практически вся нефть, если принять концепцию первичного переноса УВ водой, должны быть отжаты из НГМТ со сравнительно небольшим количеством воды (состоящей из поровых растворов, органической воды, возрожденных вод) в период прохождения ГФН и нижней фазы газообразования. Учитывая фактически низкую растворимость нефти в воде и более высокую растворимость метана, малый объем отжимаемых вод, можно отметить, что значительная часть нефти и газа, видимо, мигрировала из НГМТ в пласт-коллектор

в растворе с поровой водой. В этом случае необходимо принять концепцию В. Ф. Симоненко об «агрессивно-растворяющих» свойствах поровых вод, проявляющихся на определенной стадии развития ОПБ при достижении высоких термобарических условий, и считать, что одна часть генерирующейся нефти переносится из НГМТ в капельно-свободной фазе, а другая — в газовом растворе. Однако миграция нефти из материнской толщи в капельно-жидком виде редко наблюдается даже в условиях современного активного генерирования жидких УВ в молодых нефтематеринских толщах. Более того, если нефтематеринская толща сильно обогащена ОВ (например, баженовская свита позднеюрско-раннемелового возраста Западно-Сибирского бассейна, сложенная аргиллитами и содержащая 6—22 % $C_{орг}$), образовавшаяся капельно-жидкая нефть иногда может не покинуть пределы глинистой материнской толщи. Она собирается в ней же во вторично возникших трещиноватых зонах в виде обособленных и хорошо изолированных залежей.

Если для длительного сохранения небольших и средних залежей нефти и газа необходимы специфические благоприятные геологические и гидрогеологические условия, то для сохранения гигантских залежей необходима особая обстановка региона без активных тектонических изменений структуры бассейна, сопровождающихся крупными разрывами, нарушающими непроницаемость водоупора. В этом случае необходимо длительное сохранение спокойного гидродинамического режима даже при формировании на границе платформенного региона нового горно-складчатого массива, непосредственно примыкающего к крупным нефтегазоносным зонам.

Гигантские залежи нефти и особенно газа чаще обнаруживаются в сравнительно молодых отложениях по той причине, что в благоприятных гидрогеологических условиях меньше подвергаются разрушению первичные гигантские скопления УВ. Нефтегазоносные зоны, длительное время развивающиеся в условиях морской седиментации, лучше сохраняются, чем зоны, находящиеся в условиях суши. Поэтому гидрогеологические обстановки шельфовых участков ОПБ намного благоприятнее для более полного сохранения залежей.

При анализе особенностей формирования зон накопления УВ обычно рассматриваются нефти, газоконденсаты и газы и игнорируются залежи тяжелых малоподвижных нефтей и природных битумов. Между тем мировые ресурсы природных битумов превышают ресурсы нефти. Почти все крупные залежи природных битумов омываются пресными или слабоминерализованными водами и располагаются в гидрогеологических условиях активного водообмена с дневной поверхностью. Это свидетельствует о том, что крупные залежи природных битумов образовались в результате подъема области размещения гигантской залежи нефти в окислительную геохимическую обстановку, легко доступную для инфильтраций вод с дневной поверхности. Если современная залежь нефти или газа окружена пресными или слабо солоноватыми водами и находится в чуждой для ее длительного сохранения гидрогеохимической обстановке, это свидетельствует о неминуемом ее разрушении в ближайшее геологическое время. Гидрогеологические условия полностью отражают процесс формирования такой залежи и определяют ее дальнейшую судьбу. Учитывая это обстоятельство, можно по гидрогеологическим критериям прогнозировать благоприятные условия для формирования и сохранения не только крупных зон газонакопления и нефтенакпления, но и образования залежей природного битума.

Ю. Г. Лапчинский, С. П. Нестеренко, Г. П. Иванов

ОСОБЕННОСТИ ФОРМИРОВАНИЯ КРУПНЫХ ЗОН НЕФТЕГАЗООБРАЗОВАНИЯ В ЮГО-ВОСТОЧНОЙ ЧАСТИ ДНЕПРОВСКО-ДОНЕЦКОЙ ВПАДИНЫ

Пространственное размещение зон нефтегазообразования в пределах ДДВ сопряжено с увеличением мощностей верхнепалеозойских отложений по направлению с северо-запада на юго-восток. Именно в юго-восточной части впадины находится 80 % разведанных запасов нефти и газа [1]; к ней приурочены газовые залежи Шебелинского и Западно-Крестинского месторождений, которые связаны с верхнекаменноугольным—нижнепермским нефтегазоносным комплексом. Отмечается, что в ДДВ высокие начальные потенциальные запасы УВ приурочены к указанному комплексу — 35 % и к нижнекаменноугольному — 51 %. Ресурсы среднего карбона не превышают 10 %.

Такое распределение находится в соответствии с геохимическими исследованиями РОВ, проведенными в коллективах ВНИГНИ и УкрНИГРИ. Качественная и количественная характеристики, фациально-генетический тип и условия катагенеза РОВ, оценка масштабов образования нефти и газа показали, что максимальным генерационным потенциалом обладают отложения нижнего карбона.

В настоящее время активно развиваются представления об исключительно высокой роли угленосных и субугленосных отложений в образовании скоплений природных газов, в том числе крупных месторождений, отдельных зон и целых бассейнов. В этих отложениях, помимо гумусового и смешанного РОВ, в значительном количестве находится КОВ в виде рабочих и нерабочих пластов, пропластков и линз угля, а также грубого углефицированного детрита. Проведенные расчеты показали, что в промышленно угленосных бассейнах на территории СССР образовалось около 700 трлн. м³ метана, из которых примерно одна десятая часть сохраняется в толщах [2, 3].

Каменноугольные отложения ДДВ и Донецкого угольного бассейна пространственно и генетически связаны, что дадо основание академику П. И. Степанову еще в 40-х годах выдвинуть проблему Большого Донбасса. Широкое распространение угленосных и субугленосных формаций среднего и нижнего карбона на площади ДДВ и западных окраин Донбасса является следствием сопряженного тектонического развития этих районов, близости фациальных обстановок осадко- и угленакопления.

Нами проведено комплексное изучение ОВ отложений башкирского и московского ярусов (свиты C_2^3 — C_2^7), угленосных по всей площади их распространения в ДДВ и являющихся основной промышленной толщей открытого Донбасса, а также ОВ отложений верхневизейского и нижнесерпуховского подъярусов, угленосность которых преимущественно характерна для прибортовых частей грабена и которые промышленно угленосны в Западном Донбассе.

В верхней формации максимальная угленосность связана со свитой C_2^3 . В центральной части ДДВ встречено около 400 пропластков, на структурах южной прибортовой части вскрыто до 100 пластов и пропластков с общей рабочей мощностью до 40 м. В нижней формации максимум угленасыщен-

ности связан с верхним визе центральной части ДДВ (90 пластов угля) и особенно со свитой C_1^3 южной прибортовой части (330 пластов с общей мощностью около 110 м). В северо-восточном направлении угленасыщенность формации уменьшается — на северном борту отмечается до 10 пластов угля мощностью 0,1—0,55 м. Наконец, к Бахмутской и Кальмиус-Торецкой котловинам угленосность обеих формаций (особенно верхней) значительно возрастает и сопоставима с угленосностью пограничных районов открытого Донбасса, где отмечается более 350 пластов и пропластков угля.

В полифациальных угленосных толщах в основной гумусовой массе обычной является примесь сапропелевого ОВ. В этой связи естественными выглядят битумо- и нефтепроявления во многих угольных бассейнах, в том числе и в Донбассе. Поэтому при оценке газопроизводящих свойств угленосных отложений привлекаются данные не только о валовом количестве суммарной угольной органики (так называемом пласте-эквиваленте) и ее катагенезе, но и о микрокомпонентном составе. Выяснилось, что для Западной Сибири высокие содержания лейптинитовых компонентов в углях. (до 60 %) указывают на их нефтегазопроизводящие возможности. В ДДВ в среднем карбоне развиты только гумусовые, преимущественно клареновые угли с содержаниями лейптинита до 30 % в южной прибортовой части. Более разнообразны угли нижнего карбона — здесь преобладают различные типы диоренов с содержаниями лептинита до 36 % (в прибортовых зонах) и даже до 60 % (на северо-западе).

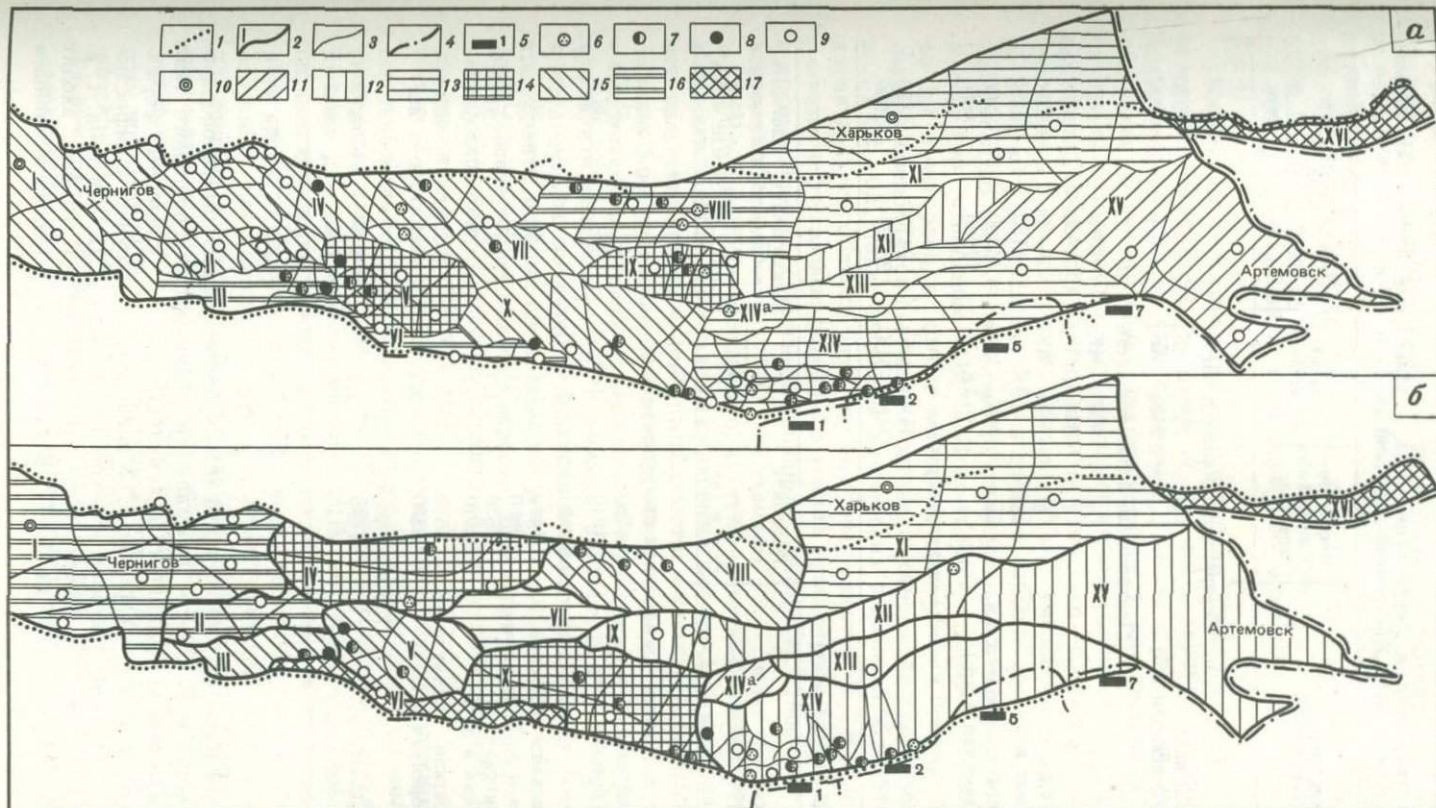
В результате геолого-геохимического изучения обеих угленосных формаций была выполнена объемно-генетическая оценка масштабов газообразования в ДДВ вследствие катагенеза КОВ. Для подсчета масштабов генерации газа была использована формула $V_y = 10^6 m \gamma V_m$ [2], где V_y — удельный объем образовавшегося газа (плотность) на площади 1 км²; m — мощность пласта-эквивалента, м; γ — удельный вес угля, т/м³; V_m — выход удельного газа при достижении определенной степени метаморфизма, м³/т.

При определении газообразования в качестве V_m обычно берутся величины согласно В. П. Козлову и Л. В. Токареву. В данном случае приняты к расчету величины выхода газа, предложенные Е. А. Рогозиной, С. Г. Неручевым, В. А. Успенским (1974 г.). Различие между данными этих авторов заключается в размерах выхода метана и в том, что Е. А. Рогозина с соавторами относят его не к углю в целом, а к его горючей массе, т. е. к беззольному углю. В связи с этим в качестве m берется мощность не угля, а ОВ угля, а в качестве γ — удельный вес ОВ угля.

Имеющийся фактический материал получен в результате работ по определению промышленной угленосности ДДВ, поэтому обычно имеются сведения о мощности рабочих и нерабочих пластов.

Основываясь на предположении о том, что соотношение рассеянного угольного вещества с угольным веществом в рабочих и нерабочих пластах в ДДВ сохраняется такое же, как и в Донбассе, т. е. 1 : 1, мы применили коэффициент 1,73 для расчета мощности рассеянного вещества и в целом угольного пласта-эквивалента в ДДВ.

Подсчет генерации газа производился в границах тектонических районов, выделенных Б. П. Кабышевым и использованных Е. Ф. Шевченко и др. [8] в качестве подсчетных секторов при определении масштабов газообразования вследствие катагенеза РОВ. Суммированием величины генерации газа, полученной указанными исследователями по РОВ, и генерации,



Схематическая карта масштабов и плотностей генерации и аккумуляции свободного газа в среднекаменноугольных угленосных (а) и нижнекаменноугольных (б) отложениях Днепровско-Донецкой впадины (составили Ю. Г. Лапчинский, С. П. Нестеренко)

Границы: 1 — Днепровского грабена, 2 — подсчетного сектора (и его номер), 3 — подсчетного участка, 4 — угленосного района Донбасса, 5 — номер угленосного района Донбасса; 6—8 — месторождения: 6 — газовое, 7 — нефтегазовое, 8 — нефтяное; 9 — структура; 10 — параметрическая скважина; плотность аккумуляции свободного газа, млн. $\text{м}^3/\text{км}^2$: 11 — 200—100, 12 — 100—50, 13 — 50—30, 14 — 30—20, 15 — 20—10, 16 — 10—5, 17 — 5—3

Таблица 1

Оценка генерации и аккумуляции газа в угленосных отложениях карбона юго-восточной части Днепровско-Донецкой впадины

Подсчетный сектор (структура)	Нефтегазо- носный комплекс	Стадия катагенеза	Генерация газа, млрд. м ³	
			КОВ	РОВ
Северная прибортовая часть				
XI (Балаклейская, Северо-Голубовская и др.)	C ₂	МК ₁ —МК ₃	9850	8920
	C ₁	МК ₂ —МК ₃	1230	22000
Центральная приосевая часть				
IX (Солоховская, Матвеевская и др.)	C ₂	МК ₁ —МК ₂	1010	1450
	C ₁	МК ₂ —МК ₄	430	6170
XII (Шебелинская, Крестищенская и др.)	C ₂	МК ₂ —МК ₄	3490	3360
	C ₁	АК ₁	1420	6480
XV (Петровская, Бахмутская, Кальмиус-Торецкая и др.)	C ₂	МК ₃ —МК ₄	34400	17200
	C ₁	АК ₁	17200	8600
Южная прибортовая часть				
XIV (Суходоловская, Перецепинская и др.)	C ₂	ПК ₃ —МК ₂	9410	4120
	C ₁	МК ₁ —МК ₃	20360	12590

Таблица 1 (окончание)

Подсчетный сектор (структура)	Плотность генерации газа, млн. м ³ /км ²	КОВ РОВ	Аккумуляция свободного газа, млрд. м ³	Плотность аккумуляции газа, млн. м ³ /км ²
Северная прибортовая часть				
XI (Балаклейская, Северо-Голубовская и др.)	1550	1,1	375	31,0
	1910	0,05	464	38,2
Центральная приосевая часть				
IX (Солоховская, Матвеевская и др.)	1440	0,7	49	28,9
	3860	0,1	132	77,2
XII (Шебелинская, Крестищенская и др.)	2530	1,0	137	50,5
	2910	0,2	158	58,3
XV (Петровская, Бахмутская, Кальмиус-Торецкая и др.)	5670	2,0	1032	113,4
	2830	2,0	516	56,7
Южная прибортовая часть				
XIV (Суходоловская, Перецепинская и др.)	1690	2,3	271	33,7
	4110	1,6	659	82,2

рассчитанной нами по КОВ, определялись общие масштабы газообразования. Объемы и плотности генерации и аккумуляции свободного газа (при минимальном коэффициенте аккумуляции 0,02) в угленосных формированиях среднего и нижнего карбона ДДВ приведены на рисунке, а цифровые данные по нескольким секторам юго-восточной части ДДВ — в табл. 1, 2. Следует учесть, что для выделенного нами сектора XV (в него входят секторы XV, XVI и XVII, по Б. П. Кабышеву), являющегося крайним

юго-восточным районом центральной приосевой части ДДВ и включающего Бахмутскую и Кальмиус-Торецкую котловины, где газообразование по РОВ не определялось, суммарное газообразование подсчитано условно — уменьшением в два раза величин газообразования по КОВ. Исходили из того, что содержание КОВ в Донбассе, равное 4 % (коэффициент угленосности 0,04), относится к определенному нами через органический углерод среднему содержанию РОВ в породах Донбасса, равному 2 %, как 2 к 1.

Материалы схематических карт и таблиц показывают, что для обеих угленосных формаций — верхней и нижней — характерна значительная насыщенность разреза ОВ. Секторы и участки с высокими плотностями генерации и аккумуляции газа приурочены к юго-восточной приосевой части (до Солоховского месторождения включительно) и южной прибортовой части. Плотности аккумуляции для нижнего—среднего карбона находятся здесь в пределах 100—200 млн. м³/км², уменьшаясь к северо-западу до 5—10 млн. м³/км². При этом в среднем карбоне для всех районов юго-востока ДДВ были более благоприятные условия для накопления пластов и линз угля: отношение КОВ/РОВ изменяется от 0,7 в центральной части до 1,4 в северной и до 2,3 в южной прибортовой частях. В нижнем карбоне преобладает рассеянная органика: отношение КОВ/РОВ — в пределах 0,1—0,2, такие величины для юрских отложений Западной Сибири характеризуют области развития нефтяных залежей [3], в условиях ДДВ развиты нефтегазовые залежи. В южной прибортовой части, граничащей с промышленным угленосным Западным Донбассом, отношение КОВ/РОВ возрастает до 1,6.

Важным выводом является то, что суммарные масштабы генерации газа в среднем карбоне сопоставимы с таковыми для нижнего карбона в районах центральной и северной прибортовой части: в секторе XII с Шебелинским, Западно-Крестищенским и Ефремовским месторождениями; в секторе XI с Волоховским, Дружелюбовским месторождениями и т. д. В других случаях суммарная генерация газа в нижнем карбоне в 2—3 раза выше, чем в среднем. Это характерно для южной прибортовой зоны (сектор XIV), где развиты мощные промышленные угленосные верхневизейские и нижне-серпуховские толщи нижнего карбона. Для территории сектора XV аналогично открытому Донбассу, генерация газа в среднем карбоне превосходит таковую в нижнем — в два раза.

Из сопоставления данных по аккумуляции газа, полученных объемно-генетическим методом, с результатами подсчета потенциальных ресурсов свободного газа до 7 км А. Н. Истомина с соавторами также следует, на этот раз для всей территории ДДВ, что если потенциал нефтегазозносного комплекса нижнего карбона по РОВ в два раза превышает потенциал среднего карбона, то по КОВ наблюдается обратная картина. По совокупному потенциалу ОВ эти комплексы примерно равны, а с учетом XV сектора потенциал среднего карбона преобладает. Вверх по разрезу отмечается четкая тенденция уменьшения аккумуляции газа, минимальная ее величина (по РОВ) связана с нижнепермским—верхнекаменноугольным комплексом, в то время как по методу аналогии величина начальных потенциальных ресурсов в нем незначительно уступает нижнему карбону. Таким образом, формирование крупных массивно-пластовых залежей Шебелинского, Западно-Крестищенского и других месторождений происходило,

Таблица 2

Масштабы и плотности генерации и аккумуляции свободного газа в ниже- и среднекаменноугольных отложениях

Отложения	Генерация и аккумуляция	I	II	III	IV	V	VI
Среднекаменно-угольные	Генерация газа КОВ и РОВ, млрд. м ³	4927	923	503	2917	3071	539
	Плотность генерации газа, млн. м ³ /км ²	634	584	344	678	1105	435
	Аккумуляция свободного газа, млрд. м ³	98,5	18,4	10,0	58,3	61,4	10,8
	Плотность аккумуляции газа, млн. м ³ /км ²	12,7	11,7	6,9	13,6	22,1	8,7
Нижекаменно-угольные	Генерация газа КОВ и РОВ, млрд. м ³	2079	662	735	5976	1897	276
	Плотность генерации газа, млн. м ³ /км ²	268	419	503	1390	682	223
	Аккумуляция свободного газа, млрд. м ³	41,5	13,2	147	1195	379	5,5
	Плотность аккумуляции газа, млн. м ³ /км ²	5,3	8,4	10,0	27,8	13,6	4,4

очевидно, за счет вертикальных подтоков газа из материнских толщ как нижнего, так и среднего карбона.

Значительный газогенерирующий потенциал среднекаменноугольных отложений (2376 млрд. м³) позволяет предположить возможность открытия в этих отложениях крупных скоплений газа на крайнем юго-востоке ДДВ, где в зоне сочленения грабена с Донбассом доминирующим комплексом является карбон в целом [1]. При этом в северной прибортовой зоне формирование промышленных залежей газа в ловушках неантиклинального типа происходит посредством латеральной миграции и может быть связано со структурами, где залежи УВ под нижнепермской солевой покрывкой отсутствуют [5]. В центральной приосевой части здесь, как и в районе Шебелинки, газ, генерированный в среднем карбоне, может поступать под флюидоупоры в верхний карбон и нижнюю пермь в результате вертикальной миграции. Последняя характерна для ДДВ, которая относится к бассейнам, где диапазон промышленной нефтегазоносности шире, чем распространение нефтегазоматеринских пород.

Наиболее перспективны для формирования крупных зон газонакопления Бахмутская и Кальмиус-Торецкая котловины, где суммарная плотность аккумуляции газа в среднем—нижнем карбоне составляет 170 млн. м³/км². Газопроизводящий потенциал (количество газа в свободных скоплениях) в котловинах оценен в количестве около 1 трлн. м³ [4]. Следует сказать, что сочетание мощных угленосных толщ в основном среднего карбона, песчаников-коллекторов среднего и верхнего карбона, газоносность которых в Донбассе имеет региональный характер, а также солевых экранов нижней перми позволяет в определенной степени сравнивать эту территорию с районами Северного моря и Прикаспийской впадины.

VII	VIII	IX	X	XI	XII	XIII	XIV	XV
1593	2312	2469	3234	18774	6850	4023	13532	51600
880	464	1444	647	1546	2528	2299	1687	5670
31,9	46,2	49,4	64,6	375,5	137,0	80,5	270,6	1032,0
17,6	9,3	28,9	42,9	30,9	50,5	46,0	33,7	113,4
4308	4893	6601	6301	23228	7900	8496	32948	25800
2380	982	3860	1260	1913	2915	4855	4108	2835
86,1	97,8	132	126	464,5	158	170	659	516
47,6	19,7	77,2	25,2	38,2	58,3	97,1	82,1	56,7

Таким образом, объемно-генетическая оценка масштабов генерации и аккумуляции свободного газа в нефтегазоносных комплексах карбона ДДВ, проведенная с учетом совокупного ОВ, включая его концентрированные формы, позволила более полно и объективно представить генерационный потенциал этих комплексов в отдельных секторах и районах ДДВ. Выяснилась, в частности, значительная роль угленосных отложений среднего карбона в генерации и аккумуляции газа в районе крайнего юго-востока приосевой части грабена и северо-западных окраин Донбасса.

Формированию крупной зоны газонакопления в юго-восточной части ДДВ способствовало сочетание здесь ряда благоприятных факторов, отмеченных С. П. Максимовым с соавторами [6]. Среди этих факторов особенно важны: большие градиенты мощностей угленосных отложений, до 5—6 км и более; преимущественно гумусовая органика в рассеянной и концентрированной формах в толще пород, находящихся на стадиях МК₂—МК₄, т. е. прошедших ГЗГ; мощная (более 1 км) эвапоритовая покрывка; тенденция размещения наиболее крупных газовых месторождений в центральной части зоны, более мелких нефтегазовых — на периферии; наличие одного основного очага газогенерации (угленосный средний карбон), питающего один же нефтегазоносный комплекс (верхний карбон — нижняя пермь).

В глобальной геологической истории, согласно [7], темпы газоконцентрации как бы соответствуют темпам угленакопления, намного отставая от последних. Первый максимум угленакопления приходится на средний, верхний карбон и пермь, первый максимум газонакопления — на средний, верхний карбон и нижнюю пермь.

1. Гончаренко Б. Д., Кулаева Т. П., Сабанеев Н. С. Тектонические критерии нефтегазоносности Днепровско-Донецкой впадины. — В кн.: Тектонические критерии нефтегазоносности территории СССР. М., 1980, с. 57—73. (Тр. ВНИГНИ; Вып. 218).
2. Ермаков В. И. Особенности образования и накопления природного газа в угленосных формациях. М., 1972. 42 с. (Обзор ВИЭМС. Геология, методы поисков и разведки месторождений нефти и газа).
3. Ермаков В. И., Кабанова З. В., Вельдер В. Б. и др. Гумусовое органическое вещество: формы нахождения, состав, преобразование. — В кн.: Накопление и преобразование органического вещества современных и ископаемых осадков. М.: Наука, 1978, с. 28—35.
4. Лапчинский Ю. Г., Джамалова Х. Ф., Боброва С. Ф. Оценка газопроизводящего потенциала угленосной формации Бахмутской и Кальмиус-Торецкой котловин на основе геохимической характеристики органического вещества. — В кн.: Органическое вещество в современных и ископаемых осадках: Тез. докл. Ташкент, 1982, с. 264—265.
5. Максимов С. П., Анцупов П. В., Гончаренко Б. Д. Некоторые закономерности размещения, формирования и сохранения залежей нефти и газа в Днепровско-Донецкой впадине. — В кн.: Результаты и направления нефтепоисковых работ на территории Украинской ССР. М., 1976, с. 19—31. (Тр. ВНИГНИ; Вып. 193).
6. Максимов С. П., Лоджевская М. И. Влияние истории геологического развития нефтегазоносных бассейнов на формирование залежей нефти и газа. — В кн.: Формирование залежей нефти и газа на различных этапах развития седиментационных бассейнов. М., 1981, с. 3—27. (Тр. ВНИГНИ; Вып. 230).
7. Тамразян Т. П., Овнатанов С. Т. Общие закономерности размещения газа и углей в СССР. — Газовая пром-сть, 1982, № 9, с. 12—15.
8. Шевченко Е. Ф., Боярская Э. В., Макарова Л. В. Содержание и состав органических веществ мезозойско-палеозойских отложений Днепровско-Донецкой впадины. — В кн.: Геология и геохимия горючих ископаемых. Киев: Наук. думка, 1972, вып. 30, с. 21—26.

УДК 551.24 : 553.98 (476/477)

В. И. Савченко

СТРОЕНИЕ И НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ НИЖНИХ СТРУКТУРНЫХ ГОРИЗОНТОВ ПРИПЯТСКО-ДОНЕЦКОГО РЕГИОНА

В конце 60-х—начале 70-х годов были выявлены основные особенности строения и нефтегазоаккумуляции в верхних (юра—верхнее визе) структурных горизонтах Припятско-Донецкого региона. Несмотря на различия во взглядах исследователей по отдельным вопросам, большинство из них сходились в главном — в выделении продольных ЗНГН, которые в общих чертах вписывались в структурно-тектоническое (в современном плане) районирование региона, в основе которого лежит тезис о преобладающем значении северо-западных дислокаций.

К настоящему времени разведка верхних структурных горизонтов на технически доступных глубинах на большей части региона завершается. В то же время в последние годы все больший процент новых открытий приходится на нижневизейские, турнейские и девонские горизонты, характеризующиеся существенными различиями в геологическом строении и характере нефтегазоносности от ранее разведывавшихся отложений.

Известно, что на протяжении длительной геологической истории развития региона осевая зона его наиболее прогнутой части перемещалась в пространстве, очертания палеобассейнов менялись и иногда довольно резко. К примеру, среднекаменноугольные отложения вскрыты скважинами углеразведки на северо-восточном склоне Украинского щита в пределах Русановского участка к западу от г. Прилуки, т. е. далеко на запад от южного краевого разлома региона в его современных границах. В Белокоровичской грабен-синклинали Украинского щита работами последних лет установлено наличие девонских, ниже- и среднекаменноугольных отложений в тех же фациях, что и в Днепровско-Донецкой и Припятской впадинах. На северном борту Припятской впадины по результатам бурения выделена [1] Городецко-Хатецкая тектоническая ступень, где неожиданно были установлены широко развитые здесь отложения франского и фаменского ярусов (в том числе евлановско-ливенская соленосная толща) в тех же мощностях и фациях, что и в грабене впадины; в то же время здесь отсутствуют отложения верхов фамена, карбона и нижней перми (при наличии верхнепермских—нижнетриасовых и вышележащих отложений).

Геологоразведочными работами последних лет установлено, что в украинской части ДДВ структурные планы турнейско-нижневизейских и верхневизейских отложений существенно отличаются друг от друга. Эти отличия выражаются не только в смещениях в плане оптимальных структурных условий, но и в том, что нередко в сводовых частях поднятий (по кровле визейского яруса) нижневизейские, турнейские и девонские отложения имеют большие толщины, которые уменьшаются вплоть до полного выклинивания отдельных горизонтов на крыльях и периклиналях этих поднятий. Установлено также, что в обширных прогибах по отложениям верхнего визе и среднего карбона выделяются крупные зоны погребенных поднятий по горизонтам нижнего визе и турнейского яруса.

В ряде случаев до сих пор не удалось разобраться в закономерностях распространения по площади пород-коллекторов этих отложений, в частности горизонта В-26 (нижнее визе); во всяком случае, они не укладываются в те схемы, которые выявлены и успешно апробированы практикой геологоразведочных работ по вышележащим горизонтам. Нередко подобные обстоятельства не позволяют определить рациональное направление поисково-разведочных работ на ряде продуктивных площадей (Слободской, Светличной, Восточно-Озерянской, Белоусовской и др.).

Таким образом, можно сформулировать следующий тезис: на протяжении длительной истории развития Припятско-Донецкого региона и сопредельных территорий зоны интенсивного прогибания для разных временных этапов в плане могли не совпадать и не совпадали друг с другом и имели различную ориентировку; отсюда — оптимальные условия нефтегазонакопления для различных этажей нефтегазонакопления также могут в плане не совпадать друг с другом. Особенно значительными должны быть различия между этажами нефтегазонакопления, относящимися к тектонически различным этапам развития региона (авлакогенный, платформенный и другие). Поэтому на сегодняшней стадии исследованности региона большое значение приобретают тщательное изучение истории геологического развития региона, отдельных его частей, зон и выявление структурно-тектонических линий (дислокаций), являвшихся основными на каждом этапе развития.

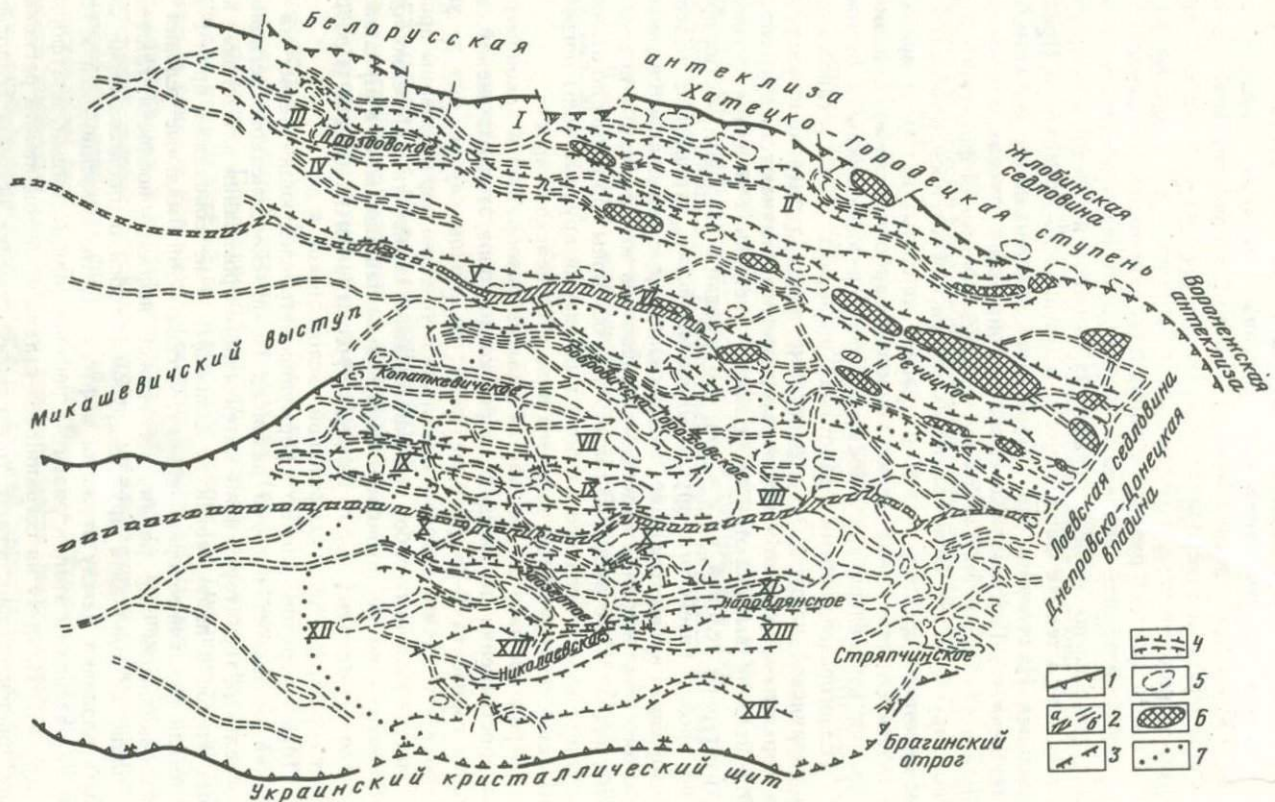


Рис. 1. Структурно-тектоническая карта Припятской впадины (по данным БелНИГРИ, 1979 г.)

1 — краевые разломы; 2 — зоны основных региональных разломов (*a* — прослеженные, *б* — предполагаемые); 3 — границы тектонических элементов 2-го порядка; 4 — зоны поднятий 3-го порядка и выступы (I — Северная прибортовая, II — Чернинско-Первомайская, III — Речицко-Вишанская, IV — Северо-Калиновская, V — Червоно-Слободская, VI — Заречинская, VII — Восточно-Микашевичский выступ, VIII — Хобнинско-Хойникский выступ, IX — Петровско-Шестовичская, X — Сколдинско-Мозырская, XI — Буйковичско-Наровлянская, XII — Лельчицко-Великопольская, XIII — Ельско-Валавская, XIV — Южная прибортовая); 5 — локальные поднятия; 6 — нефтяные месторождения; 7 — граница распространения депрессионных фаций задонских слоев

При анализе известных структурных и структурно-тектонических построений, выполненных по различным горизонтам Припятской впадины, четко видна резкая разница в ориентировке структурно-тектонических линий северной и южной частей ее¹; граница между ними в плане совпадает с зоной размещения выступов фундамента — Микашевичского, Восточно-Микашевичского, Хобнинско-Хойникского. Для первой из выделенных частей впадины характерно северо-западное направление этих линий и северного краевого разлома впадины (в ее современных границах), в то время как для второй — широтное простиранье, в том числе и для южного краевого разлома. Причем в ельской части впадины северные структурные линии как бы клинообразно срезаются структурно-тектоническими дислокациями речицкой части и лишь на юге Припятской впадины эти линии пересекают ее полностью с запада на восток и через Брагинский отрог Украинского щита уходят в ДДВ (рис. 1).

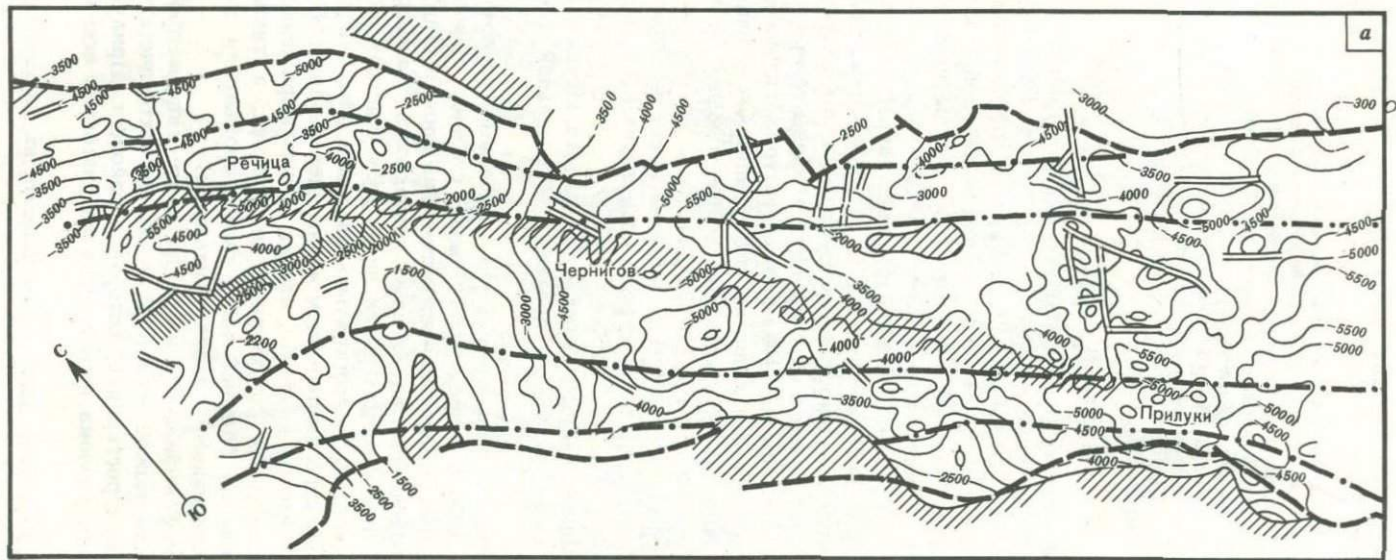
Подобное строение Припятская впадина имеет не только по фундаменту, но и по вышележащим структурным горизонтам, хотя и в более сглаженном виде.

Сходное с вышеописанным строение фундамента, но как бы в зеркальном отображении, можно найти в пределах сопредельной северо-западной части ДДВ.

Как известно, термин «открытые» глубинные разломы, введенный А. В. Пейве в 1956 г., определяет, с одной стороны, проницаемость глубинного разлома по отношению к магматическим проявлениям, а с другой — возможность выхода его на дневную поверхность. Учитывая, что из-за отсутствия фактического материала не на всех участках удалось проследить эти две особенности «открытых» разломов, автор в данной работе пользуется менее строгим термином «зияющие» разломы. При этом были учтены дополнительные критерии, как-то: четкая выраженность подобных разломов на известных структурных построениях, а также разделение ими на всем или на большей части своего протяжения зон «выступов» и «впадин» современного рельефа фундамента.

На основании вышеизложенного на карте гипсометрии фундамента (рис. 2, см. вкл.) можно выделить структурно-тектоническую зону северо-северо-западного простиранья, которая в районе г. Прилуки отходит от южного краевого разлома и, пересекая по диагонали всю ширину совре-

¹ Для удобства изложения далее будем называть их соответственно речицкая и ельская части впадины.



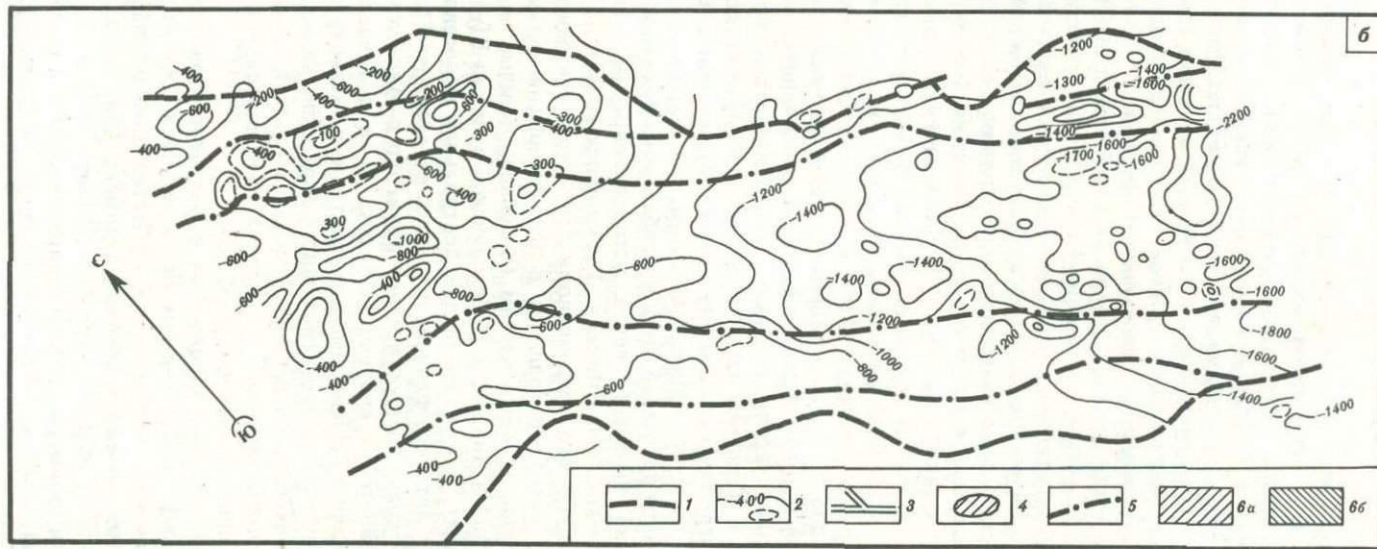


Рис. 3. Структурные карты юго-восточной части Припятской и северо-западной части Днепровско-Донецкой впадин [2] по подошве: а — сарагаевских отложений франского яруса девона, б — верхнепермских отложений

1 — краевые разломы; 2 — изогипсы, м; 3 — основные тектонические нарушения; 4 — зоны отсутствия отложений данного стратиграфического комплекса; 5 — границы современного тектонического районирования; 6 — основные направления дислокаций нижних структурных горизонтов (а — север-северо-западные, б — субширотные)

менного прогиба, в районе Лоевской седловины соединяется с дислокациями речичской части Припятской впадины, имеющими северо-западное простирание.

Севернее этой зоны можно выделить еще две, которые имеют северо-западное простирание и на меридиане примерно г. Прилуки также уходят круто на север-северо-запад, выходя на участке Кинашевка—Борковка на современный северный борт Припятско-Донецкого региона. В плане эти зоны частично совпадают с границами древнего (возможно, рифейского) грабена, прослеженного до меридиана г. Полтавы. Зона «зияющих» разломов выделяется и в северной части региона, где она в плане совпадает с северным краевым разломом современного прогиба.

В пределах южной части крайней северо-западной части ДДВ выделяются структурно-тектонические дислокации близширотного простирания, которые являются продолжениями таких же дислокаций ельской части Припятской впадины и на востоке клинообразно срезаются южной зоной «зияющих» разломов северо-западного простирания.

Дислокации, совпадающие в плане с вышеописанными зонами «зияющих» разломов, можно также выделить по вышележащим горизонтам осадочного чехла (рис. 3). В гипсометрии подошвы верхнепермских отложений они сильно затушеваны дислокациями северо-западного простирания, хотя ряд из них на неотектоническом этапе вновь проявляется.

Таким образом, подобное взаимоотношение структурно-тектонических дислокаций Припятской и Днепровско-Донецкой впадин, присущее в наибольшей степени нижним частям осадочного разреза, вероятно, имеет генетическую природу и позволяет объяснить ряд особенностей строения отдельных зон и стратиграфических комплексов региона, а именно: наличие выступов фундамента (Восточно-Микашевичского, Кошелевского и др.) в современной центральной приосевой части прогиба; незначительные толщи подсоловых образований франского яруса, установленные на ряде площадей (Монастырищенская, Августовская, Гармашинская и др.), расположенных в грабене ДДВ (по современному структурно-тектоническому районированию), хотя подобные толщины в тех фациях, которыми они слагаются, более присущи краевым частям бассейнов; мощные излияния эффузивов щелевого типа в Анисовско-Переходовской зоне, на Щуровской и Леляковской площадях, т. е. опять-таки в центральной приосевой зоне региона; резкую смену литолого-фациального состава отложений девона, особенно межсолового, совпадающую в плане примерно с Микашевичской зоной выступов в Припятской впадине (см. рис. 1) и с Кошелевским выступом — в ДДВ; наличие крупных высокоамплитудных солянокупольных структур с прекаменноугольным уровнем соляного ядра лишь на отдельных участках региона (Великоборской и Стреличевской в ельской части Припятской впадины, Великозагоровской в северной и Краснопартизанской, Прилуцкой в южных прибортовых частях ДДВ).

Вероятно, на ранних стадиях зарождения и развития Припятско-Донецкий регион представлял собой систему прогибов. Наиболее отчетливо это проявилось в задонское время, когда существовали прогибы (или зоны прогибания) с различными условиями седиментации. Один, прилегающий непосредственно к области Украинского щита, был в целом небольшой протяженности (примерно до Краснопартизанской или Прилуцкой структуры на востоке), отличался преимущественно осадконакоплением

обломочных пород и имел отдельные черты строения и развития, присущие краевым прогибам. Возможно, что в рифейско-девонское время Украинский щит мог иметь ряд особенностей геологического строения, сближающих его с германотипными зонами складчатого обрамления платформ (активизированный край платформы?). В этом случае вдоль его границы мог существовать в виде изолированных друг от друга фестонов еще ряд участков интенсивного прогибания, аналогичных вышеописанному.

В пределах северной части современной Припятской впадины (включая Хатецко-Городецкую ступень), а также современной северо-западной части ДДВ существовал второй прогиб с типично платформенным карбонатно-терригенным осадконакоплением, отделенный от первого узкой, клинообразно сужающейся в юго-восточном направлении шовной зоной. Она испытывала относительно слабое прогибание, в ее пределах отмечалась активная вулканическая деятельность на протяжении длительного отрезка девонского периода. Можно предположить, что Микашевичская система выступов, северная часть Брагинского отрога Украинского щита, Кошелевский и Плисковский выступы являются останцами этой пограничной зоны.

Черниговско-Анисовская зона широкого развития эффузивных образований, видимо, также входила в состав этой пограничной зоны, но на более поздних этапах. Не исключено, что такие крупные солянокупольные структуры, как Великоборская, Стреличевская, Краснопартизанская, Прилукская, также могли образоваться в пограничной зоне этих прогибов.

Таким образом, в девонское время преимущественное накопление карбонатных пород в платформенных условиях имело место в основном в пределах северного прогиба; за его пределами, особенно в сторону Украинского щита, преобладало накопление терригенных или карбонатно-терригенных осадков. Вероятно, на первых стадиях раннекаменноугольного времени закономерности осадконакопления в северо-западной части ДДВ также определялись выделенными структурно-тектоническими линиями север-северо-западного направления.

На основании вышеизложенного можно сделать вывод, что в строении нижних структурных горизонтов северо-западной части ДДВ (начиная от меридиана г. Полтавы), в отличие от вышележащих, основное значение имеют структурные линии север-северо-западного простирания; в ельской части Припятской впадины и прилегающем районе крайней северо-западной части ДДВ (примерно до участка Олишевка-Прилуки) определяющими являются структурные линии широтного и близширотного направления. Подобные особенности строения нижних горизонтов, конечно, определяли и различия в нефтегазонакоплении в разных частях региона, что должно учитываться при планировании и проведении геологоразведочных работ на нефть и газ.

ЛИТЕРАТУРА

1. Гарецкий Р. Г., Давидюк В. Ф., Некрасов В. А. К тектонике Жлобинской седловины и северного борта Припятского прогиба. — Докл. АН БССР, 1975, т. 19, № 6, с. 563—566.
2. Савченко В. И., Смирнова Н. Л., Цылко А. К. Перспективы нефтегазоносности северо-запада Днепровско-Донецкой и юго-востока Припятской впадин. — Нефть и газовая пром-сть, 1970, № 3, с. 10—12.
3. Солюгуб В. Б., Калюжна Л. Т. Нові дані про внутрішню будову земної кори південно-східної частини Дніпровсько-Донецької западини. — Доп. АН УССР. Сер. Б, 1975, № 4, с. 306—309.

Н. И. Марковский

ПАЛЕОГЕОГРАФИЧЕСКИЙ ПРОГНОЗ КРУПНЫХ ЗОН НЕФТЕГАЗОНАКОПЛЕНИЯ

О причинах формирования крупных ЗНГН существует ряд представлений, но единого мнения нет. К таким причинам прежде всего относятся благоприятные условия тектогенеза, седиментогенеза, развития органического мира и захоронения его остатков. Если историю тектонических движений конкретной площади выяснить не так уж сложно, то восстановить физико-географические и экологические предпосылки, которыми определялось осадконакопление и развитие организмов, значительно труднее. Однако без них невозможно подойти к проблеме прогноза и обнаружения зон крупного нефтегазонакопления.

Крупные скопления УВ встречаются сравнительно редко, а детальное изучение генетической природы их продуктивных отложений показывает, что они преимущественно принадлежат либо к терригенным образованиям устьев больших равнинных палеорек, либо к карбонатным постройкам древних рифов и биогерм. Это позволяет привлечь палеогеографические исследования к выявлению наиболее возможного местонахождения таких скоплений. По некоторым подсчетам, в СССР среди крупных скоплений УВ 89 % нефти и 96 % газа расположено в терригенных породах. В основном это разнообразные аккумулятивные формы песчаных отложений прибрежно-морских и устьевых фаций.

Отложения морей как физико-химическая и биологическая система обладают ярко выраженной зональностью своих свойств и особенностей. Прибрежная и в особенности устьевая область — это сложный географический и геоморфологический комплексы. В пределах устьев образуются специальные формы руслового, надводного и подводного рельефа, которые приводят к созданию приустьевого участка реки, дельты и авандельты. Приустьевое взморье, как правило, выражается обширной площадью обмеления, где осаждаются почти все речные наносы, исключая взвеси, отложившиеся на дельтовых островках. Крупные фракции речных наносов осаждаются в начале взморья, по мере затухания скоростей речных потоков. Мельчайшие фракции укрупняются в результате коагуляции в агрегаты и осаждаются в более удаленных от берега частях взморья. Лишь при наличии сильных течений они уносятся далеко в море. В среднем речные выносы на взморье состоят на 75 % из глинистых и на 25 % из песчаных осадков. Распределение их зависит от рельефа дна, гидродинамической силы речных потоков, подводных течений и волновых движений. Жизнь в морях наиболее интенсивно развивается у побережий на глубинах до 100—150 м, где организмы находят самые благоприятные условия существования. Плотность и характер биоценоза связаны с распределением света и питания, соленостью и температурой воды, а также с рядом других причин. Особенно благоприятные условия для развития микроорганизмов (бактерий, фито- и зоопланктона) складываются там, куда реки в изобилии приносят с суши различные питательные вещества. Весьма богаты биоценозом и рифогенные постройки.

Если представления о древнем седиментогенезе определяются позна-

ниями современного осадконакопления, то также правомерно судить о биологической продуктивности палеобассейнов седиментации по современным водоемам. Известно, что наиболее продуктивные области морей — это шельфовые зоны в умеренных широтах. Следует подчеркнуть, что бактериальное население морей, как и пресноводных водоемов, — один из существенных компонентов их живого населения. Так, годовая продукция Каспия состоит на 61 % из бактерий, на 30,5 % из фитопланктона и только на 8,1 % из зоопланктона и зообентоса. Можно полагать, что бактериальный мир древних морей был не менее обильным.

В состав клеток бактерий входят те же биогенные элементы, что и в состав клеток высших растений и животных. Бактериальные клетки способны потреблять питательный субстрат, присутствующий в окружающей среде в ничтожно малых концентрациях, недоступных другим организмам. Как утверждают микробиологи, бактериальная продукция наряду с фотосинтезом водорослей является самым крупномасштабным биологическим процессом в водоемах. Именно он относится к одному из ведущих факторов, определяющих биологическую продукцию водоемов и насыщенность донных осадков ОВ. Изучение бактериального населения морей помогло советским микробиологам осветить еще одну загадку морской биологии — проблему высокой продуктивности коралловых рифов. Установлено, что последние представляют собой настоящие оазисы жизни среди почти безжизненных тропических вод. Это, очевидно, одна из главных причин богатой нефтегазоносности многих других рифов.

В устьях рек в результате интенсивного развития фито- и зоопланктона, а также бактерий происходит обильное накопление планктонного сапропеля. Одноклеточный фитопланктон за сутки способен увеличиться вдвое. Во много раз быстрее размножаются бактерии, без которых немислима жизнь в водоемах. Жизнедеятельность их дополняет синтез живого ОВ из неживой материи. Специфические условия седиментации в устьях рек способствуют не только расцвету жизни и относительно быстрому захоронению исходной органики, но и созданию высокопроницаемых коллекторов и хороших экранов. Вот почему в ряде устьев крупных палеорек размещены весьма значительные скопления нефти и газа. Вместе с тем следует учесть, что не каждая устьевая область может быть нефтегазоносной. Для нефтегазонакопления устьев рек обязательно устойчивое погружение. Так, величайшая в мире р. Амазонка не имеет авандельты, а ее наземная дельта не выдвинулась в океан дальше линии размываемых ею коренных пород материка. Предустьевое взморье этой реки характеризуется таким профилем, который способствует уносу значительной части поступающего сюда речного аллювия. Весь сток Амазонки вместе со своими взвесями, растворами и ОВ уносится Гвианским течением далеко на северо-запад.

Теория формирования устьевых зон современных рек является той основой, на которой можно реконструировать устья древних рек. Ее начали впервые разрабатывать более века назад такие известные ученые, как Н. Я. Данилевский, В. В. Докучаев и др. Они подчеркивали многообразие природных условий, различные сочетания которых определяют формирование того или иного типа устьев. В частности, В. В. Докучаев отмечал, что для продвижения дельты в море необходимейшим условием является отсутствие сильного бокового прибрежного течения. Устья чаще всего

образуются на опускающихся участках берегов, а устьевые процессы создают особые формы руслового подводного и надводного рельефа. Реки, выпадающие в море, строят приустьевые бары и косы, подводные банки и ложбины. При изучении древних дельт нужно учитывать еще одно обстоятельство. Вместе с перемещением береговых линий перемещались и местоположения самих устьев.

То, что большинство месторождений нефти и газа расположено в прибрежных зонах древних морей, нет нужды доказывать. Это подтверждается многочисленными примерами как отечественной, так и зарубежной практики. Достаточно четко эта закономерность прослеживается на Восточно-Европейской платформе, а также в пределах Западно-Сибирской плиты, в США, на Ближнем Востоке и в других районах мира. Такую зональность называют поясами нефтегазонакопления. Но прибрежные зоны местами рассекаются устьями крупных рек, с которыми связаны богатейшие скопления УВ. И поэтому в пределах поясов выделяются узлы нефтегазонакопления. К ним и приурочены крупнейшие месторождения нефти и газа. Вопрос о поясах и узлах нефтегазонакопления, а также об исключительной продуктивности устьевых областей древних рек более подробно автором рассмотрен ранее. По существу пояса и узлы составляют единую ЗНГН. Однако в ней наблюдаются области максимально благоприятного сочетания всех необходимых предпосылок как для генерации, так и аккумуляции УВ. К таким областям относятся обширные площади аллювиально-дельтовых и не менее значительных авандельтовых отложений. А так как те и другие обычно обладают весьма высокой продуктивностью, то эти области, выделяемые в узлы, отвечают крупным ЗНГН. Нет нужды доказывать, что дело не в названии. Такие площади можно назвать как угодно — зоны, узлы, области и т. п. Главное и самое существенное — где они размещаются и как их обнаружить. Совершенно очевидно, что для выявления их прежде всего надо иметь четкое представление о границах морских бассейнов отдельных этапов развития изучаемого региона; знать расположение устьев крупных палеорек или рифовых массивов. Иначе говоря, необходимо иметь серию достаточно детальных палеогеографических карт.

Для прогнозирования крупных ЗНГН необходимо детальное воссоздание физико-географических обстановок формирования отдельных продуктивных терригенных толщ и рифогенных массивов. Успех такого воссоздания прежде всего определяется анализом и синтезом фактических данных, к которым относятся: 1) четкое стратиграфическое выделение изучаемого объекта; 2) тектоническое строение; 3) литологический состав пород, их текстурные, гранулометрические, фациальные и другие особенности; 4) геохимические и физические свойства; 5) фациальная принадлежность и изменчивость; 6) мощность; 7) палеоклиматический режим, а также ряд других прямых и косвенных признаков условий осадконакопления.

Для оценки продуктивности изучаемых отложений необходим обязательный учет последующих за осадконакоплением процессов — глубины погружения, влияния катагенетических, физико-химических, гидрогеологических и других факторов. Для прогнозирования поисков крупных скоплений УВ палеогеографические критерии являются весьма действенными. Опираясь на них, можно, во-первых, предвидеть, где локальные структуры

будут обладать наибольшей продуктивностью и, во-вторых, где могут встречаться погребенные рифы.

Выявление устьевых областей крупных палеорек следует начинать с палеотектонического изучения НГБ. На палеотектонических картах выделяются наиболее прогибавшиеся структурные элементы первого порядка, которые чаще всего занимались морскими бассейнами. В такие отрицательные структуры обычно открываются более мелкие — авлакогены, желоба или прогибы, служившие в регрессивный период осадконакопления долинами рек. Устья последних располагались обычно там, где узкие отрицательные структуры пересекали склоны обширных и более глубоких депрессий. Такая зависимость основной гидросети от тектонического строения наблюдается очень часто. Кроме того, многие современные крупные реки явно унаследованы от своих весьма древних предшественниц.

Таким образом, по геоморфологическим и тектоническим признакам можно с тем или иным приближением наметить пути дальнейшего, более детального изучения устьев рек определенного времени. Безусловно, лучшим ключом к познанию физико-географических обстановок накопления дельтовых и авандельтовых образований и зон развития рифов является воссоздание геологической истории изучаемого региона.

Исключительно высокая продуктивность дельтовых отложений привлекает к себе внимание все большего числа исследователей из многих стран. Не случайно за последние годы по этому вопросу опубликовано немало статей и проведено совещаний. Достаточно напомнить о проходившем в Токио IX Мировом конгрессе нефтяников, на котором заседал специальный симпозиум по рассмотрению актуальной проблемы нефтегазоносности палеodelьт.

Как известно, центр нефтедобычи нашей страны переместился в Западную Сибирь. По мере изучения этого нефтегазоносного мегабассейна выявляются и устья многих палеорек, которые являлись областями интенсивного нефтегазонакопления. Установлено, что Самотлорское скопление нефти расположено в зоне впадения палео-Оби, палео-Ангары и палео-Подкаменной Тунгуски в раннемеловое море. Уренгойское газовое скопление также приурочено к устью крупной реки, а возможно, и нескольких рек поздне-мелового времени. Морские бассейны юрского и мелового периодов, занимавшие то большую, то меньшую территорию Западно-Сибирской плиты, неоднократно меняли свои очертания, а вместе с ними менялось в пространстве и во времени местоположение устьев палеорек.

Приуроченность зон интенсивного нефтегазонакопления к устьям палеорек — одна из важнейших предпосылок поисков крупных скоплений УВ. Это подтверждается всей мировой практикой — лучшим критерием достоверности. Достаточно напомнить, что богатейшие нефтегазоносные районы США принадлежат к обширной устьевой области Миссисипи мезозойско-кайнозойского времени. Известные месторождения Венесуэлы и Колумбии приурочены к устьям Ориноко и Магдалены. Такие нефтяные гиганты, как Атабаска, Большой Бурган, Боливар, Прудхо-Бей и ряд других, своими запасами прежде всего обязаны активной деятельности палеорек и главным образом их устьев. Не случайно в древних дельтовых отложениях многих крупных современных рек открыты богатейшие скопления нефти и газа. Но, очевидно, это еще не все.

Из ста самых больших устьев рек планеты около 30 устьев или почти

одна треть приходится на нашу страну. Древние устьевые отложения этих рек, несомненно, представляют значительный практический интерес для оценки их нефтегазоносности. И в этом отношении у нас есть реальные возможности для открытия новых богатых скоплений УВ. Надо только суметь эти возможности использовать. В этом отношении несомненный практический интерес представляет современная гидрографическая сеть крупных водотоков, которые могут служить ориентиром выявления их древних дельтовых и авандельтовых нефтегазоносных отложений. В Западной Сибири остаются перспективными еще не выявленные палеоустья ряда рек, впадающих в морские бассейны, менявшие свои границы в значительных пределах. В частности, крупных скоплений УВ можно ожидать в прибрежных зонах раннесреднеюрского моря, которое довольно долго занимало северную часть региона.

Захороненные отложения устьев палеорек различного времени — это тот резерв, на который прежде всего можно рассчитывать при успешных поисках богатых скоплений УВ не только в Западной Сибири. К подобному резерву относятся и погребенные рифогенные постройки. Выявление их следует начинать с детальных палеогеографических исследований.

УДК 553.98.2.061.15 (571.1)

*В. Д. Ильин, Н. Н. Немченко, Ю. Г. Такаев,
Г. А. Крамаренко*

ОСОБЕННОСТИ ФОРМИРОВАНИЯ КРУПНОЙ ЗОНЫ НЕФТЕГАЗОНАКОПЛЕНИЯ НА СЕВЕРЕ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

В Западной Сибири на основании комплексного анализа геолого-геохимических исследований выделяется ряд крупных ЗНГН. Одной из таких зон является территория севера Западной Сибири, объединяющая Надым-Пурскую, Пур-Тазовскую, Гыданскую и Ямальскую нефтегазоносные области. Характерная особенность этой зоны — развитие преимущественно газоконденсатных залежей с нефтяными оторочками в отложениях нижнего мела и газовых залежей в отложениях сеномана.

Как известно, формирование крупных зон газонакопления невозможно без наличия мощной, выдержанной по площади региональной покрышки. Такой покрышкой и является турон-палеогеновая толща на севере Западной Сибири.

Выполненные нами расчеты показали, что объем продуцированного газа на севере Западной Сибири должен был обеспечивать предельное заполнение всех локальных структур. Однако анализ строения залежей под основной региональной покрышкой в сеноманских отложениях месторождений Западной Сибири показал, что во всех случаях не наблюдается заполнения структур до их замка. Причины этого явления до последнего времени окончательно не выяснены, хотя предлагался ряд объяснений. Установление в структуре природных резервуаров — «ложных покрышек» — флюидопроводящих пород, залегающих между коллекторами и флюидопорами (истинными покрышками), позволяет уточнить представление

о ловушке, отнеся к ней лишь часть структуры, ограниченную снизу уровнем отметки подошвы истинной покрывки на участке критической седловины. В таком понимании ловушки все они, как показали исследования, оказываются предельно заполненными.

Проанализированный с учетом трехслойного строения резервуара фактический материал по месторождениям газа в отложениях сеномана на севере Западной Сибири подтверждает наличие в этом регионе «ложных покрывок», применимость выявленных на их основе закономерностей и тем самым расширяет область их практического использования. При этом, очевидно, необходимо максимально точно определять отметки замыкающей изогипсы структуры по кровле продуктивных отложений.

Благоприятные сейсмические условия севера Западной Сибири позволяют достаточно достоверно изучать структуры сейсмическими методами. Однако совместным анализом материалов бурения и данных сейсморазведки, полученных на начальном этапе поисково-разведочных работ в регионе, установлено, что при редкой сети сейсмопрофилей отмечается значительное расхождение в отметках, фиксирующих положения отражающего репера «Г» (сантон), достигающее в ряде случаев 20—40 м. В последние годы в связи с подготовкой структур по глубоким горизонтам сеть профилей была существенно уплотнена (до 0,25—0,4 км/км²); значительно увеличилось число пробуренных разведочных скважин, что позволило повысить точность структурных построений по отражающему реперу, залегающему на 20—90 м выше кровли сеноманской продуктивной толщи.

С учетом этих данных, а также поправки на влияние мерзлоты при сейсмических исследованиях Л. Ш. Гиршгорн с использованием ЭВМ построил структурные карты по сейсмическому реперу «Г» для отдельных площадей с сечением изогипс через 5—10 м. Эти карты характеризуются высокой точностью (ошибка по сравнению с данными бурения на отдельных участках структур не превышает 3—5 %).

Высокая сходимость сейсмических материалов и данных бурения позволила использовать эти карты при определении замыкания структурных ловушек по сейсмическому реперу. При построении структурных карт по кровле сеноманского горизонта на участках структур, не освещенных данными бурения, пространственное положение замыкающей изогипсы принималось по сейсмическому реперу, а ее величина корректировалась по разнице глубин залегания репера относительно продуктивного пласта.

Построенные с учетом этих данных структурные карты позволили установить положение замыкающей изогипсы структур и тем самым определить гипсометрическое положение «замка» ловушек. Наиболее достоверно оно установлено для тех структур, где разведочное бурение велось по плотной сети скважин, достаточно полно освещающей их периклинальные участки. К таким структурам можно отнести Тазовскую (плотность сетки 10 км² на скважину), Губкинскую (20 км²), Комсомольскую (26 км²), Заполярную (43 км²) и Медвежью (70 км²). Хорошая изученность периклинальных частей поднятия позволяет отнести также к этой группе Уренгойскую структуру.

Результаты расчета заполнения углеводородным газом структур месторождений севера Западной Сибири показали, что степень заполнения структур газом изменяется в широких пределах — от 0,9 до 0,52, но по

отношению к ловушкам с учетом «ложной покрывки» она во всех случаях равна 1.

Геологический анализ показывает, что основные тектонические элементы северной части Западной Сибири развивались унаследованно, повторяя структурный план, заложенный в ранне-среднеюрскую эпоху. Аналогичные условия седиментации в пределах локальных поднятий сохранялись до конца поздне меловой эпохи.

Образование «ложной покрывки» связано с самим процессом непрерывного осадконакопления, при котором смена одного литотипа другим, как правило, происходит через переходные разности. Поскольку такие переходные разности, например песчано-глинистые, характеризуются крайне неоднородным литологическим составом, резким колебанием содержания пелитовых и псаммитовых разностей, то при постседиментационном уплотнении в них возникают многочисленные очаги напряжений, обуславливающие появление диагенетической трещиноватости, которая и является флюидопроводящей системой.

К сожалению, из-за того, что эти отложения повсеместно относятся к покрывкам, изучению их ранее не уделяли должного внимания. При бурении поисковых и тем более разведочных скважин эти интервалы проходятся обычно без отбора керна, что не дает возможности провести исследование их вещественного состава, текстурных и структурных особенностей. Об их строении в рассматриваемом регионе некоторое представление дает изучение керна, отобранного непосредственно над продуктивными горизонтами в скв. 25-Р Губкинской площади. Здесь над рыхлыми полимиктовыми песчаниками продуктивного горизонта в интервале 667,6—655,0 м залегают алевриты крепкие, темные, сильноглинистые, с растительными остатками, слоистые, с прослоями и линзами темно-серых или черных глин. Вверх по разрезу наблюдается увеличение глинистости и породы постепенно переходят в глины. При этом намечается интересная закономерность: чем лучше коллекторские свойства пород продуктивного горизонта (чем лучше сортировка песчаников), тем больше интервал переходных отложений («ложной покрывки»). Связано это с изменением толщины «ложной покрывки», которая обусловлена тем, что по мере удаления от источников сноса вследствие лучшей сортировки материала мощность зоны переходных отложений от одного литотипа к другому (от песчаных коллекторов к глинистой покрывке) сокращается, и это находит свое отражение в фактически наблюдаемом изменении толщины «ложной покрывки» и, соответственно, в степени заполнения структур (но не ловушки).

Зона максимальных значений коэффициента заполнения 0,8—0,9 выделяется в центральной части северной нефтегазоносной области, охватывая районы, где выявлены такие структурные элементы, как Уренгойский вал, Оликумлинский вал, Юрхаровский вал, Ямбургское и Заполярное куполовидные поднятия, с которыми связаны залежи газа Уренгойского, Северо-Уренгойского, Заполярного, Ямбургского и Юрхаровского месторождений.

От этой зоны, вытянутой почти меридионально в южном, западном и восточном направлениях, наблюдается закономерное уменьшение коэффициента заполнения ловушек.

В зоне значений коэффициента 0,6—0,8 группируются структуры, связанные с Медвежьим, Часельским мегавалами, восточной частью Северного свода, Ямсовейским, Айваседопурским валами и Юбилейным, Пякупуров-

ским и Тазовским куполовидными поднятиями, в пределах которых выявлены залежи Медвежьего, Юбилейного, Ямсовейского, Губкинского, Венгалуровского, Восточно-Таркосалинского, Западно-Таркосалинского, Южно-Русского, Тазовского и других месторождений.

Значения коэффициента 0,5—0,6 характерны для структур, расположенных в западной части Северного свода и прилегающей к ней Танловской впадины, к которым приурочены залежи газа Комсомольского, Северо-Комсомольского и Надымского месторождений.

Выявленная закономерность может быть использована для количественного прогнозирования возможной толщины «ложной покрышки» в новых, недостаточно изученных районах региона.

На изученных месторождениях интервал «ложной покрышки» достаточно четко выделяется по комплексу геофизических исследований скважин, в который входят каротажи потенциалов собственной поляризации, газовый и механический. Для выделения «ложных покрышек» над сеноманскими залежами на севере Западной Сибири наиболее информативными оказались газовый и механический каротажи. На диаграммах газового каротажа интервал «ложной покрышки» выделяется повышенными газопоказаниями, четко прослеживаемыми под интервалом истинной покрышки, характеризующимся фоновым уровнем записи. На диаграмме механического каротажа наблюдается резкое (до трехкратного) увеличение проходки при выходе из интервала пластичных глин истинной покрышки и переходе в толщу трещиноватых, газонасыщенных алевритистых глин и глинистых алевролитов «ложной покрышки». Нередко наличие проницаемости и насыщенности пород «ложной покрышки» фиксируется небольшими депрессиями самопроизвольной поляризации. Выделенные по указанным признакам интервалы «ложных покрышек» характеризуются хорошей выдержанностью в пределах площади месторождения, но для каждого месторождения их величина различается существенно.

Анализ фактического материала показывает, что во всех случаях величина недозаполненности локальных структур по высоте соответствует толщине «ложной покрышки», и если из отметки замыкающей изогипсы кровли продуктивного горизонта отнять толщину «ложной покрышки», то полученное значение будет соответствовать отметке газоводяного контакта. Поскольку толщина «ложной покрышки» над залежью в пределах месторождения фактически не изменяется, а ее выделение оказывается возможным по материалам геофизических исследований скважин, то при условии достаточной точности подготовки структуры к бурению появляется принципиальная возможность по первой скважине прогнозировать положение газо(нефте-)водяного контакта в залежах не только массивного, но и пластового типа. Последнее крайне важно, так как до настоящего времени надежные способы прогнозирования ГВК (ВНК) полнопластовых залежей отсутствуют. При условии выдержанности толщи «ложной покрышки» в пределах площади структуры возможно определение положения ГВК (ВНК) по любой скважине, даже попавшей за контур залежи.

Возможность выделения «ложной покрышки» по материалам геофизического исследования скважин позволяет при наличии конформного с поверхностью продуктивного горизонта структурного плана вышележащих и нижележащих пластов прогнозировать по ним продуктивность площади и положение ГВК (ВНК) по результатам бурения первой поисковой скважины.

Таким образом, в районах Западной Сибири, так же как и в ряде других регионов СССР, устанавливается отчетливая зависимость положения ГВК (ВНК) от толщины «ложной покрывки», что позволяет предполагать возможность использования этой зависимости для поисков залежей в более глубоких горизонтах.

УДК 550.4:552.578:553.98.2.061.15

Т. А. Ботнева, Н. С. Шулова

ОСОБЕННОСТИ СОСТАВА НЕФТЕЙ КРУПНЫХ ЗОН НЕФТЕГАЗОНАКОПЛЕНИЯ

Изучение особенностей формирования крупных ЗНГН весьма актуально. Анализу геологических условий образования таких зон, роли тектонических, литофациальных условий в их формировании в последнее время посвящается все больше и больше работ. Менее изучены геохимические аспекты этой проблемы, и в частности геохимические особенности нефтей крупных ЗНГН. Знание закономерностей в изменении геохимической характеристики нефтей в крупных ЗНГН, особенностей их генетических различий позволит более объективно и целенаправленно прогнозировать состав нефтей и фазовое состояние УВ флюидов не только в целом по региону, но и для конкретных зон нефтенакопления.

Какие вопросы геохимической характеристики нефтей крупных зон требуют первоочередного рассмотрения? Поскольку ЗНГН представляет собой совокупность месторождений, связанных единым фактором (структурным или структурно-литологическим), важно рассмотреть, во-первых, генетические связи нефтей месторождений, входящих в одну зону, во-вторых, вопросы о моногенных или полигенных источниках генерации УВ, с которыми связано формирование крупных ЗНГН. Косвенным показателем наличия нескольких источников является присутствие в разрезе нескольких генетических типов нефтей, образование которых связано, как правило, с разными нефтематеринскими породами. И наконец, в-третьих, важно оценить влияние вторичных факторов на изменение состава нефтей в крупных зонах, таких, как гипергенез, катагенез, а также установить сингенетичное или эпигенетичное залегание нефтей по отношению к вмещающим породам, что определяется масштабами вертикальной миграции нефтей, их перетоком из нижележащих отложений в вышележащие.

Крупные ЗНГН неоднородны по геологическому строению и нефтегазодности. Геохимические характеристики нефтей были рассмотрены (по М. К. Калинин) для различных классов крупных ЗНГН — в Северо-Кавказско-Мангышлакской (южный борт Западно-Кубанского прогиба), Прикаспийской (Кенкияк-Жаназольская) и Тимано-Печорской НГП (Колвинский мегавал и вал Сорокина).

По типу нефтегазонакопления эти зоны относятся к нефтегазовым (зоны альпийских прогибов), нефтяным (вал Сорокина) и нефтегазоконденсатным (Кенкияк-Жаназольская, Колвинский мегавал).

По стратиграфическому распределению залежей все рассмотренные зоны относятся к полистратным (в пределах древней платформы залежи

встречены в палеозое и мезозое, а в альпийских краевых прогибах — в мезозое и кайнозое).

Характерной особенностью крупной ЗНГН, приуроченной к южному борту Западно-Кубанского прогиба, является наличие многопластовых месторождений, залежи нефти в которых приурочены к миоценовым, олигоценым и палеоценовым отложениям. Нефти, залегающие в палеоценовых, эоцен-олигоценых и среднемиоценовых отложениях, генетически неоднородны; выделяется три генетических типа нефтей, генерация которых связана с разными нефтематеринскими толщами.

Нефти, залегающие в среднемиоценовых отложениях, представляют собой самостоятельный генетический тип. Они тяжелые (плотность $0,928 \text{ г/см}^3$), малопарафинистые, сернистые ($0,6\% \text{ S}$), с низким содержанием бензиновой фракции нафтенометанового состава. Для них характерно пониженное количество метанонафтеновых УВ с высокой степенью циклизации (2,0) и повышенное — ароматических УВ (22%) в отбензиновой части, а также очень низкое значение генетического показателя Ц¹ — 1,8. Все они претерпели воздействие гипергенных процессов, которые привели к увеличению плотности, смолистости, степени циклизации метанонафтеновой фракции и уменьшению количества длинных цепей.

Нефти, залегающие в эоцен-олигоценых отложениях, отнесены к другому генотипу. Они средние по плотности ($0,856 \text{ г/см}^3$), малосернистые ($0,3\% \text{ S}$), содержат много бензина нафтенометанового типа, но с более высоким содержанием метановых УВ. Метанонафтеновых УВ в них больше, а степень циклизации значительно ниже ($K_n = 1,1$). Показатель Ц возрастает до 6,9 (средний 4,6) за счет гораздо более высокого содержания длинных цепей (32%), $\delta^{34}\text{S}$ составляет -2% .

Нефти, залегающие в палеоценовых отложениях, представлены самостоятельным палеоценовым генотипом, отличаются более высокой степенью циклизации метанонафтеновой фракции (1,3), более высоким содержанием ароматических УВ и $\delta^{34}\text{S} = +2,7\%$.

На некоторых месторождениях нефти последних двух генотипов претерпели гипергенные изменения. Однако количество залежей, нефти которых подверглись гипергенным изменениям, невелико. Из 16 залежей в эоцен-олигоценых отложениях лишь в 4 отмечаются признаки окисления и дегазации, что привело к увеличению их плотности ($0,966 \text{ г/см}^3$), потере бензиновых фракций, увеличению смоистости и степени циклизации метанонафтеновых УВ (до 2,5). Это произошло в основном на приподнятых участках зоны. В глубоко погруженных залежах (до 5000 м, Левкинское месторождение) произошли небольшие катагенные изменения, вызвавшие незначительное уменьшение плотности, увеличение количества бензиновой фракции и содержания в ней метановых УВ и небольшое уменьшение K_n (до 1,2). Из 7 залежей, приуроченных к палеоценовым отложениям, лишь на 2 отмечались гипергенные изменения нефтей. На одной площади (Шептальская) отмечается дегазация нефтей, на других, находящихся в зоне гипергенеза (Ахтырско-Бугундырское), нефти окислились и дегазировались, что сопровождалось их утяжелением и соответствующими изменениями состава. Гипергенно преобразованные нефти в палеогеновом комплексе, в отличие от неогенового, играют подчиненную роль.

¹ Отношение содержания CH_2 -групп в длинных ($n > 4$) и коротких ($n < 2$) цепях метанонафтеновых УВ, по данным ИК-спектрометрии.

Особенностью данной ЗНГН является наличие в разновозрастных отложениях во всех месторождениях зоны одного и того же генетического типа нефтей.

Кенкияк-Жанажольская ЗНГН приурочена к восточному борту Прикаспийской впадины. Особенностью зоны является наличие двух многопластовых месторождений с нефтяными залежами в каменноугольных, пермских, триасовых, юрских и меловых отложениях и двух однопластовых. По классификации М. К. Калинко, это зона относится к «средним полистратным». Нефти, залегающие в палеозойских и мезозойских отложениях, неоднородны.

В пределах зоны выделено три генетических типа нефтей, генерация которых связана с нефтематеринскими толщами каменноугольного, раннепермского и юрского возрастов.

Нефть «каменноугольного» генотипа легкая (плотность $0,825 \text{ г/см}^3$), малосернистая, с большим количеством бензина метанового типа (35%), повышенным содержанием метаноафтеновых УВ (71%) и низким — спиртобензолных смол (2,6%) и асфальтенов (0,15%). K_n низкое (0,9), коэффициент Ц изменяется от 5,7 до 8,6. Нефть этого генотипа встречается в сингенетичном залегании в двух залежах, а в элигенетичном — в одной. Она не претерпела вторичных изменений. Нефть «нижнепермского» генотипа отличается пониженным содержанием метаноафтеновых УВ (62%), более высоким — спиртобензолных смол (3,8%), асфальтенов (0,9%) и K_n (1,0). Коэффициент Ц колеблется от 9,2 до 10,0. Нефти данного генотипа во всех трех залежах сингенетичны вмещающим отложениям. Влияние гипергенных факторов отмечается в одной залежи, в которой нефти испытали сильные изменения, они тяжелые, почти лишенные бензиновых фракций.

Нефть «юрского» генотипа выделяется по низкому значению Ц (1,4—2,9). Она тяжелая, с небольшим содержанием бензина нафтенметанового состава и высоким K_n (1,6). Нефти этого генотипа на восточном борту Прикаспийской впадины находятся в зоне гипергенеза, они испытали окисление и выветривание, что привело к увеличению их плотности с соответствующими изменениями других параметров состава. Нефти характеризуются сингенетичностью залегания, о чем свидетельствуют исследования состава карбонилсодержащих соединений окисленных нефтей юрских отложений Кенкияка. Они четко отличаются от нефтей нижнепермских отложений по соотношению кислот и кетонов (0,65—1,30 для юрских и 0,05 для нижнепермских).

Нефти каменноугольного генотипа играют основную роль в данной зоне, составляя большую часть запасов. В триасовых отложениях зоны все нефти элигенетичные. Они мигрировали из каменноугольных и нижнепермских отложений. Все они (на трех месторождениях) подверглись гипергенным изменениям.

В зоне нефтенакпления, связанной с валом Сорокина, все месторождения многопластовые, продуктивны отложения палеозоя и мезозоя. Нефти неодинаковы по составу. Они подразделяются на четыре генотипа, которые приурочены к силурийско-нижнедевонским, нижнекаменноугольным, нижнепермским и нижнетриасовым отложениям. Различия нефтей по генетическим показателям свидетельствуют о том, что генерация их связана с разными нефтематеринскими толщами. Нефти силурийско-нижне-

девонского генотипа имеют среднюю плотность — $0,860 \text{ г/см}^3$ и небольшое количество бензина (14 %) метанового состава. Характерно повышенное по сравнению с нефтями остальных генотипов содержание метанонафтеновых УВ (65 %), K_n составляет 1,5. Нефти данного генотипа наиболее четко выделяются по спектральным характеристикам: содержанию СН_2 -групп в длинных цепях (24 %), наиболее высокому общему содержанию СН_2 -групп (29 %), коэффициенту Ц (14), отношению $\sum \text{СН}_2 / \sum \text{СН}_3$ (0,86) и коэффициенту С_2^1 (0,84). Порфириновые комплексы в нефтях данного генотипа не обнаружены. Нефти этого генотипа встречены на одном месторождении.

Нефти «нижнекаменноугольного» генотипа более легкие (плотность $0,856 \text{ г/см}^3$), с большим содержанием метановых УВ в бензине, меньшим количеством бензольных смол и асфальтенов (2,5 против 4,6 %), с более низким K_n (1,3). Они очень резко отличаются по спектральным характеристикам: низкому С_2^1 (0,43), очень высокому содержанию СН_2 -групп в длинных цепях (38 %) и высокому суммарному их содержанию (40 %), наиболее высокому Ц (до 23,7) и преобладанию СН_2 -групп над СН_3 -группами, что характерно только для нефтей этого генотипа ($\sum \text{СН}_2 / \sum \text{СН}_3 = 1,20$). Нефти «каменноугольного» генотипа обнаружены на двух месторождениях.

Нефти «нижнепермского» генотипа тяжелые ($0,902 \text{ г/см}^3$), но имеют более низкую температуру начала кипения и содержание бензина до 20 % метанонафтенового и нафтенометанового состава. Отбензиненная часть характеризуется пониженным (47 %) содержанием метанонафтеновых и повышенным — ароматических УВ. Они хорошо выделяются по спектральным коэффициентам С_1 (0,70), С_2 (~ 1), Ц (4,2—5,9), отношению $\sum \text{СН}_2 / \sum \text{СН}_3$ (0,47—0,61). Нефти данного генотипа имеют более широкое распространение, они имеются на трех месторождениях.

Нефти «нижнетриасового» генотипа очень тяжелые (плотность более $0,94 \text{ г/см}^3$), практически лишенные бензина, характеризуются низким содержанием метанонафтеновых УВ, высокой степенью циклизации ($K_n = 1,9$) и большим количеством смолисто-асфальтеновых компонентов. Они четко выделяются по наиболее высоким С_1 (0,9—1,1) и С_2 (1,1—1,3) и самому низкому Ц (2,6—3,3) и отношению СН_2 - и СН_3 -групп (0,41). Число СН_2 -групп в длинных цепях, как и суммарное их содержание, в нефтях данного генотипа минимальное (9,7 и 16 % соответственно). Нефти «нижнетриасового» генотипа имеют наибольшее распространение, они встречены на четырех месторождениях.

В залежах вала Сорокина нефти в основном сингенетичны вмещающим отложениям, исключение составляют Торавейское и Варандейское месторождения, где в отложениях триаса встречены эпигенетичные нефти «нижнепермского» генотипа.

Нефти вала Сорокина в основном малопреобразованные. Окисленные и дегазированные нефти встречены только в отложениях нижнего триаса. Окисление было слабым или средним, а дегазация очень сильной, что привело к полной потере легких фракций. Приведенные выше данные о составе нефтей нижнетриасового генотипа характеризуют неокисленные

¹ $\text{С}_2 = \text{D}_{750} / \text{D}_{720}$ на ИК-спектре нефти.

² $\text{С}_1 = \text{D}_{1610} / \text{D}_{720}$ на ИК-спектре нефти.

нефти. Окисленные нефти триасового генотипа имеют более высокую плотность ($0,970 \text{ г/см}^3$), содержат меньше метанонафтовых (24 %) и больше ароматических УВ и смолисто-асфальтеновых компонентов (до 41 %), имеют более высокий K_n (2,1).

Окисленная нефть пермского генотипа, залегающая в триасовых породах Варандея и испытавшая более сильное окисление, при той же плотности отличается более высоким содержанием метанонафтовых УВ (31 %) и асфальтенов (15,7 %) и более низким — ароматических УВ, что вполне объяснимо, если учитывать разный исходный состав нефтей двух генотипов и степень их окисленности. Однако такие генетические показатели, как Σ (4,2), количество CH_2 -групп в длинных цепях (15,4 %), отношение $\Sigma \text{CH}_2 / \Sigma \text{CH}_3 = 0,55$, позволяют идентифицировать ее исходный генотип как нижнепермский. Эти показатели не изменяются в результате окисления. Они практически одинаковы как в окисленной (Южный Таровей, скв. 32), так и в неокисленной (скв. 35) нефти «нижнетриасового» генотипа.

В крупной ЗНГН, приуроченной к Колвинскому мегавалу, месторождения многопластовые, залежи нефти установлены в среднедевонских, каменноугольно-нижнепермских и в верхнепермских отложениях. Нефти, залегающие в разновозрастных комплексах, неоднородны по составу. Выделяется два генетических типа нефти: «среднедевонский» и «каменноугольно-нижнепермский». Нефти первого генотипа легкие (плотность $0,838—0,847 \text{ г/см}^3$), парафинистые, содержат 20—28 % бензина метанового состава. Они характеризуются пониженным количеством метанонафтовых УВ (59—64 %), степень циклизации молекул этой фракции небольшая — 0,9—1,3. Генетический коэффициент Σ характеризуется высокими значениями (12,0—16,0) в основном за счет низкого содержания CH_2 -групп в коротких цепях (1,2 %). CH_2 -групп суммарно несколько меньше, чем CH_3 -групп ($\Sigma \text{CH}_2 / \Sigma \text{CH}_3 = 0,81—0,83$). Спектральные коэффициенты C_1 и C_2 относительно низкие (0,32—0,38 и 0,66—0,71 соответственно). Ванадиевые порфирины преобладают над никелевыми. Данный генотип встречен на трех месторождениях в сингенетичном залегании и на двух месторождениях в эпигенетичном (в пермских отложениях).

Нефти «каменноугольно-нижнепермского» генотипа средней плотности ($0,855—0,870 \text{ г/см}^3$), сернистые, парафинистые, содержат 22—23 % бензина, в котором много метановых (68—72 %) и мало ароматических (5—6 %) УВ по сравнению с нефтями первого генотипа. В них отмечается повышенное содержание асфальтенов (3,3—5,7 %). Для нефтей этого генотипа характерны более низкие значения Σ (7—10) при высоком содержании CH_2 -групп в длинных (29—34 %) и коротких (2,7—3,4 %) цепях. Отношение $\Sigma \text{CH}_2 / \Sigma \text{CH}_3$ близко или больше 1 (0,96—1,36), т. е. в отличие от нефти «среднедевонского» генотипа в этой нефти CH_2 -групп обычно больше, чем CH_3 -групп. Спектральные коэффициенты C_1 и C_2 выше (0,52 и 0,82 соответственно).

Нефти данного генотипа встречены на четырех месторождениях в сингенетичном залегании и на одном — в эпигенетичном.

В нижнепермских карбонатных отложениях Усинского месторождения залегают очень тяжелая (плотность $0,962 \text{ г/см}^3$), высокосернистая (2,01 % H_2S) нефть, малопарафинистая (0,4 %), с низким содержанием бензина (до 8 %). Вероятно, она относится к самостоятельному генети-

ческому типу, но пока данных для такого вывода недостаточно. На других месторождениях Колвинского мегавала таких нефтей нет.

Итак, для всех рассмотренных крупных ЗНГН отмечается ряд общих черт в геохимической характеристике нефтей и в особенностях распространения их генетических типов. Во-первых, в каждой из рассмотренных зон встречены нефти разных генотипов, что свидетельствует о том, что формирование крупных ЗНГН происходило за счет нескольких источников генерации, нескольких НГМТ.

В рассмотренных зонах встречено от двух до четырех генетических типов нефтей. В пределах каждой зоны отмечаются четкие различия нефтей разных генотипов по структуре парафиновых цепей — соотношению длинных и коротких цепей в молекулах парафинафеновой фракции, соотношению C_2 -групп и C_3 -групп, по степени циклизации (количеству нафтеновых колец на усредненную молекулу), по спектральным коэффициентам C_1 и C_2 (отражающим соотношение ароматических и парафиновых структур). Указанные выше генетические показатели в каждой ЗНГН имеют свои, присущие только данной зоне цифровые значения. Так, например, такой генетический показатель, как Ц, изменяется в нефтях крупной ЗНГН альпийского прогиба от 1,8 до 4,1; в Прикаспийской впадине от 1,4 до 10,0; в Тимано-Печорской НГП (вал Сорокина) от 2,6 до 23,7. В нефтях, залегающих в одноименных стратиграфических комплексах, но в разных НГП, эти показатели неодинаковы. Так, в нефтях, залегающих в отложениях нижней перми, Ц изменяется от 9,2—10,0 (Кенкиак-Жанажольская зона) до 4,2—5,9 (вал Сорокина); K_n — от 1,0 до 1,5; $\Sigma \text{C}_2 / \Sigma \text{C}_3$ — от 1,5 до 0,51 соответственно. В нефтях, залегающих в каменноугольных отложениях в Кенкиак-Жанажольской зоне и зоне вала Сорокина, эти показатели также различны: 5,7—8,6 и 15,5—23,7; 0,9 и 1,3; 2,3 и 1,2 соответственно. Эти различия связаны со спецификой нефтеобразования (особенности состава исходной биомассы, геолого-геохимических условий преобразования ОВ и генерации УВ) в каждой НГП.

Второй характерной чертой геохимической характеристики нефтей крупных ЗНГН является региональное (в разновозрастных отложениях) в пределах зоны распространение генетических типов нефтей.

Третья особенность заключается в том, что залежи образованы в основном за счет сингенетических нефтей.

Четвертой характерной чертой является незначительное влияние на изменение нефтей вторичных факторов (гипергенеза, катагенеза). Гипергенез играет более важную роль, чем катагенез, но и он затрагивает в основном нефти верхних комплексов. Изменение нефтей происходит преимущественно за счет потери легких фракций и в меньшей степени за счет окисления.

Г. И. Амурский, Н. Н. Соловьев

ТЕКТОНОДИНАМИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ ФОРМИРОВАНИЯ ДАУЛЕТАБАДСКОГО ГАЗОВОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

В трех месторождениях — Шатлык, Хангирен и Даулетабад, расположенных по периферии Тедженской депрессии Предкопетдагского предгорного прогиба и принадлежащих Прикопетдагскому ареалу газонакопления, сосредоточено значительное количество разведанных запасов газа Средней Азии и сопредельной территории Ирана. Даулетабадское месторождение открыто в 1974 г. туркменскими геологами на правом берегу р. Теджен, вблизи замковой части ее субаэральной дельты. Оно обладает рядом аномальных черт: контрастной разновысотностью газоводяного контакта на юге и севере с перепадом в 800 м, появлением воды в гипсометрически наивысших участках в его южной части, снижением приведенных напоров флюидов по падению продуктивного горизонта, спорадическим распространением сероводорода, содержание которого меняется от следов до 1 % об.

Среди специфических черт геологического строения месторождения наибольшее внимание обращают на себя: приуроченность к полосе срезания верхнеюрских отложений (с выходом на предмеловую поверхность с севера на юг все более древних пород, вплоть до базальных слоев карбонатной толщи келловей-оксфорда) и трансгрессивного перекрытия их омолаживающими в юго-восточном направлении образованиями неокома; непосредственный контакт готеривского продуктивного горизонта с проницаемыми горизонтами верхнеюрского комплекса в его крайней юго-восточной части; широкое распространение здесь же активных в новейшее время полос мезотрещиноватости, усиливающих гидравлическую сообщаемость неокомского и верхнеюрского водо (газо-)носных комплексов; отсутствие типично литологического, или стратиграфического, или тектонического контроля газового скопления площадью более 2500 км²; расклинивание площади газоносности, связанной с песчаниками готерива (шатлыкский горизонт), зоной обводнения на два газоносных поля, сменяющих одно другое по восстанию. Возможно, что на западе эти поля контактируют по разлому.

Перечисленные особенности обусловлены своеобразной структурной позицией и особенностями формирования месторождения. Латерально практически разобщенные южное и северное поля газоносности приурочены соответственно к Даулетабадскому гемивалу и сопряженной с ним Донмезской моноклинали. Южный, собственно Даулетабадский, участок принадлежит Карабиль-Бадхызской зоне резонансного послеплиоценового вздымания вблизи границы с Восточно-Копетдагской фланговой зоной активных сдвиговых деформаций окраинного пояса сжатия Евразийской плиты (рис. 1). В средне—позднечетвертичное время он был приподнят на 300—400 м над уровнем моря, что сопровождалось размывом плиоценовых накоплений. Интенсивные структуро- и разломообразующие новейшие деформации запечатлены, например, в западной части газового поля многочисленными меридиональными системами мезотрещиноватости, затронувшими покровные отложения, группой палеодолин и подвешенных устьев притоков палео-Теджена, структурно локализованными эрозионными

врезами, куэстами и т. д. Донмезская моноклираль тяготеет и частично расположена в тыловом поясе активного новейшего компенсационного прогибания, продолжающегося и доньше. Здесь постепенно омолаживающиеся к северу позднеэоценовые отложения перекрываются четвертичными образованиями.

В современной структуре Прикопетдагского ареала главенствующее значение имеют субширотные валообразные зоны — Шатлыкская, Тедженская, Даулетабадская. Шатлыкский и Тедженский валы перед разломами меридионального Урало-Оманского тектонического пояса испытывают разворот в юго-восточном направлении, фиксируемый северо-западным (Шехитли, Юлдуз) или даже субмеридиональным (Шоркель, Мелешор) простиранем локальных структур, осложняющих их восточные окончания (см. рис. 1). Этим же направлениям подчинена и ориентировка валов непосредственно в Тедженском звене Урало-Оманского пояса (Марыйского, Байрамалийского). На развитие этой территории большое влияние оказала соседняя Копетдагская миогеосинклиналь, в прогибание которой втягивались сопредельные участки Туранской плиты. В частности, от Даулетабадского гемивала в сторону Копетдага мощности пород характеризуются следующими градиентами (в м/км): верхнеюрских — 22; меловых — 38; палеоэоценовых — 20. Формированию крупных зон газонакопления в пределах субширотных валов Прикопетдагского ареала благоприятствовало глубокое проникновение их погребенных западных окончаний в осевую зону предгорного прогиба.

Структурное оформление Даулетабадского гемивала и расположенной севернее моноклинали в близком к современному рисунку произошло в конце позднего мела, хотя морфологическая дифференциация кровли продуктивного горизонта наметилась в конце раннего мела. К этому времени перепад глубин его залегания между современными крайними южными и северными участками полей газонности составлял около 200 м, а к концу палеоэоцена он возрос до 750 м. В неогене уклон продуктивного горизонта увеличился, причем на рубеже среднего и позднего плиоэоцена произошла резкая дифференциация темпов погружения, а скорость увеличения перепада глубин залегания продуктивного горизонта за поздний плиоэоцен-четвертичный этап развития по сравнению с предшествующими возрасла в несколько раз (рис. 2). Этим же этапом датируется и максимальная контрастность структурообразующих движений, что является одной из главных черт формирования месторождения.

Упомянутые особенности обнаруживают определяющую роль новейших геологических явлений в процессе накопления газа на Даулетабадской площади, в частности активного верхнеплиоэоценово-четвертичного компенсационного прогибания Тедженской депрессии Предкопетдагского прогиба, синхронного крупноамплитудному горообразованию в сопредельной части Копетдага; резкого возрастания интенсивности структурной дифференциации Даулетабадского гемивала и сопряженной с ним моноклинали, уходящей в предгорный прогиб; тангенциального сжатия, стимулирующего темпы газовыделения; усилившегося в новейшее время внедрения энергетически более активных юрских флюидов верхнеюрского карбонатного комплекса в неоконский, обусловившего членение газового скопления на две, возможно, полностью изолированные части.

С плиоэоцен-четвертичной стадией процесса коллизии Ирано-Афганской

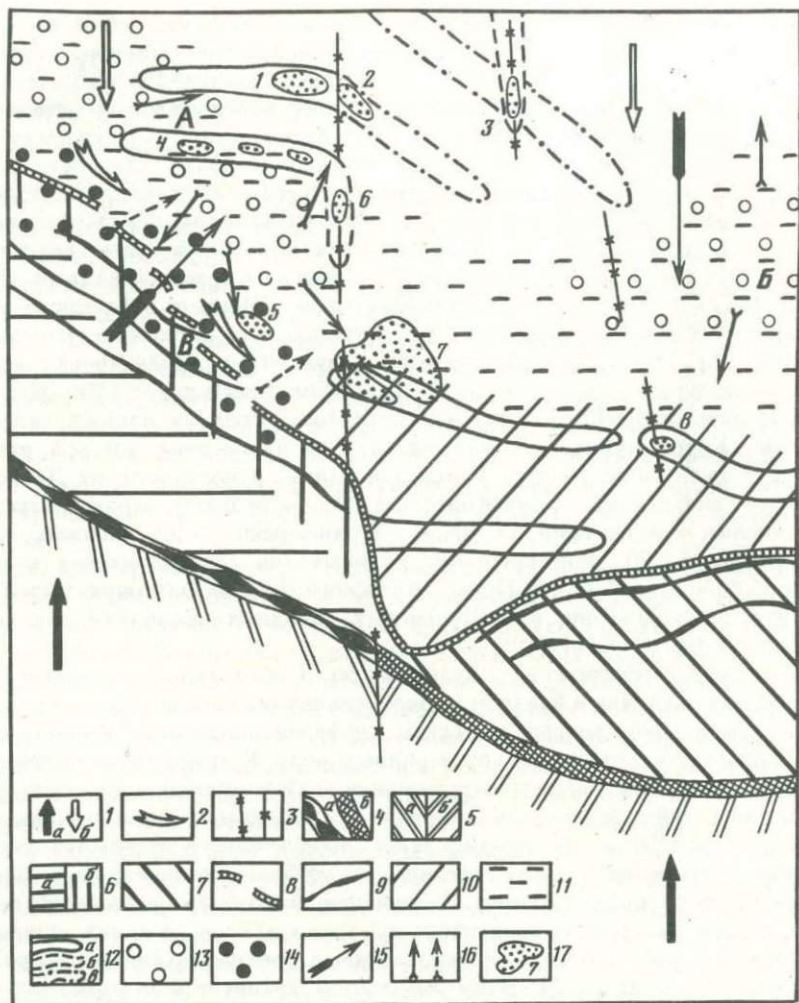


Рис. 1. Кинематическая схема Прикопетдагского ареала газонакопления

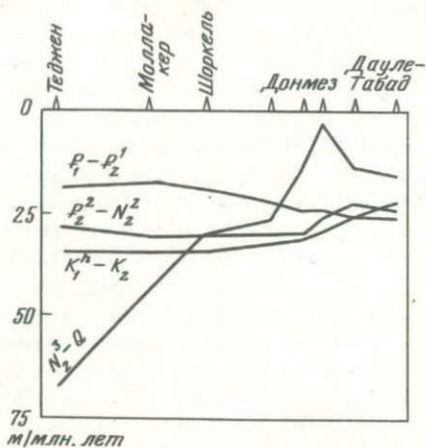
1 — генеральное направление относительного фронтального перемещения при коллизии плит (*a* — Ирано-Афганской, *б* — Евразийской); 2 — направление правосдвиговой (фланговой) составляющей фронтального перемещения в зоне коллизии плит; 3 — фрагменты зон трансформных разломов Урало-Оманского пояса; 4 — шовные зоны контакта плит (*a* — Аладаг-Биналудская офиолитовая, *б* — Парапамизская «рубцовая»); 5 — блоки Ирано-Афганской (микро) плиты (*a* — Иранский, *б* — Афганский); 6—9 — окраинный пояс сжатия Евразийской плиты: 6 — Туркмено-Хорасанское горно-складчатое сооружение на коре (*a* — субокеанической, *б* — континентальной), 7 — Банди-Туркестанское горно-складчатое сооружение на континентальной коре, 8 — современная внешняя флексуно-разрывная граница горно-складчатых сооружений, 9 — оси антиклинальных зон горно-складчатых сооружений; 10 — Карабиль-Бадхызская зона резонансных поднятий; 11 — тыловой пояс интенсивного новейшего прогибания; 12 — валы и гемивалы или их элементы (*a* — подчиненные фронту сжатия, *б* — наследующие простирания зон трансформных разломов, *в* — согласные с направлением сдвиговых деформаций); 13—14 — узлы газовыделения: 13 — в тыловом поясе новейшего прогибания (А — Восточно-Предкопетдагский, Б — Сандыкачинский), 14 — в поясе интенсивного горизонтального сжатия (Восточно-Копетдагский); 15—16 — генерализованные направ-

Рис. 2. Изменение темпов погружения шатлыкского горизонта по профилю Теджен-Даулетабад

и Евразийской плит и формирования Копетдага мы связываем интенсификацию генерации и миграции газа в Прикопетдагском ареале. Эта территория расположена в пределах активных сдвиговых систем — Восточно-Копетдагской на западе и Урало-Оманской на востоке, что также сказалось и на генерационно-аккумуляционном потенциале. Высокий генерационный потенциал Прикопетдагского ареала обеспечивался и его расположением в позднюрско-раннемеловое время вблизи зоны перехода шельфа (неритовая зона осадконакопления) к континентальному склону (батальная зона осадконакопления).

Послеолигоценовый этап коллизии Евразийской и Ирано-Афганской плит ознаменовался коренным изменением тектонических и термодинамических условий образования и миграции газа. Интенсивное складко- и горообразование в Копетдагском звене Туркмено-Хорасанской системы, компенсированные формированием тылового пояса прогибания на южной окраине современной платформы, привели к смещению зоны интенсивного газообразования из миогеосинклинали в предгорный прогиб. Активные сдвиговые перемещения в условиях горизонтального сжатия в среднем (?) плиocene, обусловившие формирование Восточно-Копетдагской флексуры фестончатого строения, вызвали проявление дополнительного интенсивного импульса газообразования. К этому же времени относится и формирование к северу от Даулетабада глубокой синклинали структуры позднелигоценного возраста, используемой эстуарием реки пра-Теджен, соединявшимся с трансгрессировавшим акчагыльским морем. Интенсивное прогибание и в последующем (этап отложения каракумской свиты в Низменных Каракумах) обусловило возрастание темпов газообразования в Тедженской депрессии.

Одним из важных следствий мощного горизонтального стресса на ранней стадии коллизии плит было выжимание из геосинклинали на платформу огромной массы предельно (?) газонасыщенных вод. Их глубокая дегазация в существенно менее жестких термодинамических условиях в совокупности с газообразованием непосредственно в Предкопетдагском прогибе обусловила появление в пластовой системе неокомского комплекса большого объема свободного газа. Миграция последнего по хорошо выраженным к этому времени структурным гребням (Теджен-Шоркельскому, Шат-



← Окончание подписи к рис. 1

ления миграции газа: 15 — до этапа коллизии плит, 16 — субсовременные (а — по восстанию пород из зон интенсивного новейшего прогибания, б — предполагаемое по падению пород из зоны сжатия в водорастворенном состоянии); 17 — газовые месторождения (1 — Западный Шатлык, 2 — Восточный Шатлык, 3 — Майское, 4 — Теджен, 5 — Хангирен, 6 — Шоркель, 7 — Даулетабад, 8 — Карабиль)

льскому, Хангирен-Даулетабадскому и др.) сопровождалась последовательным заполнением газом осложняющих их ловушек.

Указанием на время регионального газонакопления в Прикопетдагском ареале могут служить результаты анализа истории формирования локальных структур. Реконструкция истории развития Учаджинской, Сейрабской, Тедженской, Моллакерской и Шоркельской структур датирует возникновение антиклинальных ловушек в объеме неокомских отложений поздним неогеном (поздний (?) плиоцен). Если же к этому добавить близкое к предельному заполнение ловушек газом, закономерное, но не очень существенное изменение состава газа по восстанию шарниров валов, совпадающее с направлением снижения приведенных пластовых давлений, то становится очевидным лишь недавнее, возможно, еще не завершившееся, формирование этих месторождений. Весьма позднее время формирования залежей УВ не является привилегией только этого района. Так, по данным А. А. Кузьмина, время формирования залежей УВ в весьма активном в новейшее время Западно-Туркменском регионе составляет для Камышлджинского и Кумдагского месторождений 0,8, Окаремского — 0,9, Небитдагского — 1,5, Барсагельмесского — 2,2 млн. лет.

Даулетабадское газовое месторождение по многим показателям, ответственным за его формирование, находится в закономерном ряду с Тедженским, Моллакерским, Шоркельским. Поэтому можно предположить, что активное газонакопление в его пределах по времени было синхронным позднеоген-четвертичному этапу региональной миграции газа. При этом следует отметить один из интересных факторов, позволяющих уточнить время газонакопления и геологическую историю ловушек рассматриваемого района в неогеновое время. Так, район Шатлыкского месторождения характеризуется развитием на поверхности так называемого «журавчикового» горизонта, венчающего повсеместно кровлю заунгузской (ранне-среднеогеновой) свиты. Здесь этот выход пород является останцовым, структурно-эрозионным, т. к. данный горизонт только в небольшом количестве структурных скважин установлен под более молодыми отложениями в непосредственной окрестности Шатлыка. В районе же Даулетабада синхронные отложения сравнительно глубоко погребены под более поздними неоген-четвертичными образованиями. Следовательно, в послезаунгузское время район Шатлыка был уже более приподнятым сравнительно с Даулетабадским. Это вполне согласуется с положением о более раннем формировании ловушки Шатлыкского месторождения и о заполнении неантиклинальных ловушек Даулетабадского гемивала и Донмезской моноклинали только в позднеплиоценово-четвертичное время.

Общность источника газа, аккумулировавшегося в ловушках Прикопетдагского ареала газонакопления, подчеркивается удивительной однотипностью состава газа и закономерным, хотя и незначительным возрастанием его сухости от Тедженского месторождения к Байрамалийскому. В этом же направлении происходит снижение степени заполненности ловушек газом, соотношения продуктивных и «пустых» структур от значений близких к 1, до значения 0,5, приведенных пластовых давлений, упругости растворенных газов, достигающей предельных величин только в Тедженской депрессии.

Вместе с тем ряд особенностей состава газа Даулетабадского месторождения подчеркивает проявление здесь некоторых геолого-геохимических процессов, не имевших места или не оказавших заметного влияния при формировании других месторождений Прикопетдагского ареала. Прежде

всего обращают внимание несколько большие вариации состава газа по площади по сравнению с другими месторождениями этой территории. Здесь появляется «наведенный», вторичный сероводород в сравнительно высоких остаточных концентрациях, а также повышается содержание углекислого газа.

Это подтверждает тезис о том, что в пределах рассматриваемого района следует выделить в качестве автономного Тедженский очаг активной генерации УВ («природный автоклав»). Направлениями миграционных потоков из этого общего очага являются северо-восточное (шатлык-байрамалийское) и юго-восточное (северо- и южно-даулетабадские).

Новые аспекты условий генерации, миграции и аккумуляции УВ, вытекающие из признания концепции тектоники плит применительно к Даулетабадскому газовому месторождению, заключаются в том, что за счет аномальных термодинамических условий, возникавших на этапе рифтогенеза и последующей коллизии Евразийской и Ирано-Афганской плит, происходила активизация процессов генерации и миграции газа. В зоне формирования структур сжатия, особенно в пределах эпиплатформенной части Восточного Копетдага и на внутреннем складчатом борту предгорного прогиба, происходило суммирование импульсов дополнительной газогенерации в результате интенсивного сжатия и интенсивного новейшего прогибания.

Даулетабадские газовые поля еще находятся в стадии активного формирования, и приведенные их аномальные особенности свидетельствуют о неустановившемся газогидродинамическом равновесии и продолжающейся его «подпитке» бессернистым газом со стороны Тедженской депрессии и сероводородсодержащим — снизу, из верхнеюрских отложений в локализованных участках скрытой разгрузки.

Поэтому Даулетабадское газовое месторождение рассматривается: по условиям нахождения (локализации) газа как месторождение экранированного типа с высоконапорной газожижкостной блокадой, обеспечиваемой активным внедрением юрских флюидов в продуктивный горизонт; по времени аккумуляции газа как месторождение с еще незавершенным формированием, т. е. находящимся в состоянии неустановившегося динамического равновесия («газ на марше»); по механизму формирования как месторождение тектонодинамического возбуждения, определяющего специфику генерации, миграции и накопления газа.

С. И. Близниченко, А. С. Перехода

**ПАЛЕОСТРУКТУРНЫЕ УСЛОВИЯ ФОРМИРОВАНИЯ
ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ И ГАЗА В СРЕДНЕКАСПИЙСКОМ БАССЕЙНЕ**

Основной продуцирующей толщей в мезозойском разрезе Среднекаспийского бассейна являются, по признанию многих исследователей, юрские отложения. Поэтому за базисный горизонт при палеоструктурных построениях нами был выбран горизонт, приуроченный к кровле среднеюрских отложений.

Результаты проведенного палеоструктурного анализа показывают, что к началу позднеюрской эпохи в пределах западной части бассейна существовали следующие структурные элементы разного порядка: Большекавказская геосинклиналь, Ставропольский свод, Терско-Сунженская приподнятая зона, Орта-Тюбинский палеовал, Джанайская приподнятая зона и Промысловско-Олейниковский палеопрогиб (рис. 1). Большая часть этой территории находилась под уровнем моря, и лишь Ставропольский свод являлся сушей. К началу позднеюрской эпохи породы нижней и средней юры на юге бассейна, в пределах Большекавказской геосинклинали, были уже погружены в ГЗН и ГЗГ. В плане ГЗН занимала всю рассматриваемую часть геосинклинали. Под ней по разрезу располагалась ГЗГ, северная граница которой была несколько смещена к югу по отношению к границе ГЗН. В пределах зон генерации к рассматриваемой геологической эпохе отсутствовали крупные ловушки, которые могли бы вмещать в себя залежи нефти и газа. Углеводороды отсюда мигрировали в основном вертикально по разрывам с выходом на дневную поверхность и в меньшей мере ступенчато к северу, в сторону Терско-Сунженской приподнятой зоны. Однако из-за затрудненного характера латеральной миграции на участке сочленения геосинклинали с платформой в упомянутой выше зоне к рассматриваемой эпохе еще не были сформированы залежи сравнительно крупных размеров.

К концу позднеюрской эпохи продолжали развиваться Большекавказская геосинклиналь, Ставропольский свод, Терско-Сунженская и Джанайская приподнятые зоны и Промысловско-Олейниковский палеопрогиб (рис. 2). При этом Джанайская приподнятая зона была несколько смещена к северу по сравнению с ее положением к началу позднеюрской эпохи. К этому геологическому времени четко обозначились вал Карпинского, Орта-Тюбинский палеовал и сформировались Терско-Сулакский прогиб и Дагестанский клин. Зоны генерации УВ заметно расширились к северу. ГЗН занимала геосинклинальную область и южную часть платформы, а ГЗГ располагалась под ГЗН в пределах геосинклинали. Судя по количеству ОВ, степени его преобразованности и определенному объему погруженных в соответствующие зоны генерации материнских пород, а также учитывая расчеты удельной генерации УВ (В. И. Ермаков и др., 1975 г.; А. А. Геодекян и др., 1978 г.), здесь к позднеюрской эпохе выделились в свободное состояние нефть и газ в объеме, в десятки раз превышающем потенциальные ресурсы. Сформировавшиеся к упомянутому геологическому времени локальные поднятия по юрским горизонтам Терско-Сунженской зоны и Дагестанского клина находились непосредственно в ГЗН. Кроме местных поступлений УВ в ловушки, они могли мигрировать в Терско-Сунженскую приподнятую зону как с юга, так и с севера, а в пределы Дагестанского клина — с востока

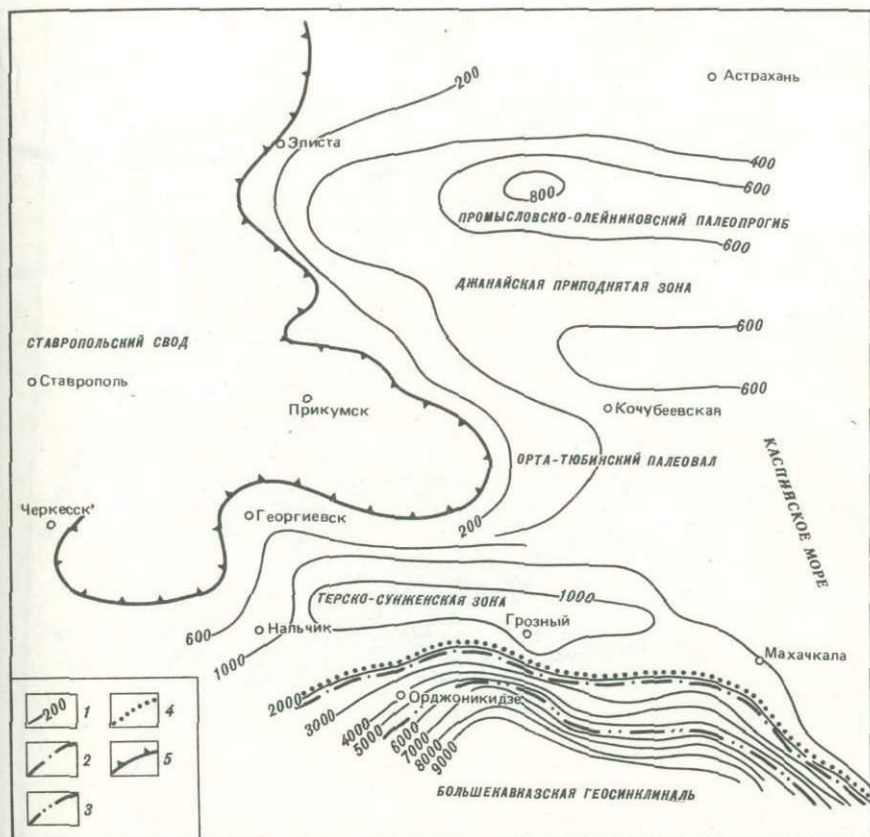


Рис. 1. Схема формирования залежей углеводородов в ниже-среднеюрских отложениях к началу позднеюрской эпохи

1 — изобахты ниже-среднеюрских отложений, м; границы: 2 — ГЗН, 3 — ГЗГ; линии: 4 — регионального разрыва и границы между Большекавказской геосинклиналью и Предкавказской платформой, 5 — выклинивания ниже-среднеюрских отложений

и северо-востока. В геосинклинали области отсутствовали крупные зоны аккумуляции. Нефть и газ мигрировали отсюда в основном вертикально по разрывам в верхние горизонты мезозоя и на дневную поверхность.

На Прикумско-Тюленевском валу и в Восточно-Маньчском прогибе юрские и тем более меловые отложения еще не были погружены к рассматриваемой эпохе в ГЗН. Однако структурные ловушки здесь уже существовали. УВ к ним поступали из триасовых отложений по разрывам, а также латерально с юга и юго-запада из зоны нефтегенерации (см. рис. 2). По пути движения нефти к ловушкам и в самих ловушках из нее выделялся газ в свободном состоянии. Объем выделившегося газа в каждой из ловушек был примерно пропорционален объему вмещаемой нефти. В связи с этим в крупных палеоструктурах, располагавшихся на востоке Прикумско-Тюленевского вала, газа скопилось больше, чем в мелких. Этот газ занимал (полностью или частично) сводовые поднятия крупных палеоструктур (Солончаковое, Сухокумское и др.). Скопления газа в своде крупных палеоструктур подсти-

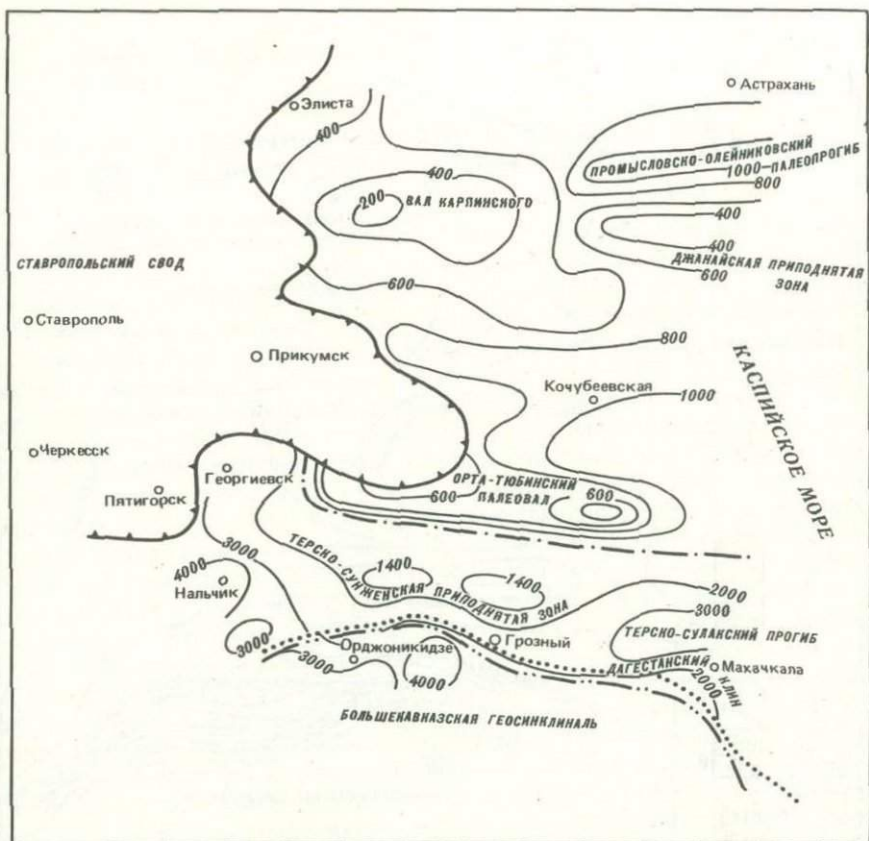


Рис. 2. Схема формирования залежей углеводородов в ниже-среднеюрских отложениях к концу позднемеловой эпохи

Условные обозначения см. на рис. 1

лались нефтью в пределах их крыльев. Таким образом, в крупных палеоструктурах формировались нефтегазовые залежи. В мелких поднятиях, располагавшихся на западе Прикумско-Тюленевского вала (Величаевское, Озек-Суат и др.), размеры газовых шапок были незначительными или шапки вовсе отсутствовали. При увеличении пластового давления в процессе погружения территории газ в небольших поднятиях полностью растворился в нефти. В ловушках сравнительно крупнее, где первоначально количество газа значительно преобладало над нефтью (более $220 \text{ м}^3/\text{м}^3$), происходил процесс ретроградного растворения нефти в газе.

В связи с продолжавшимися тектоническими движениями происходили незначительные изменения структурного плана бассейна и в соответствии с этим переформирование залежей. Весьма заметная перестройка происходила в плиоценовую эпоху. Ставропольский свод на протяжении всей плиоценовой эпохи являлся приподнятой зоной. Вся территория Восточного Предкавказья находилась под уровнем моря. К современному периоду породы мезозоя в Терско-Каспийском краевом прогибе резко опустились на большую глубину, а южная часть бассейна, наоборот, приподнялась (рис. 3). Погру-

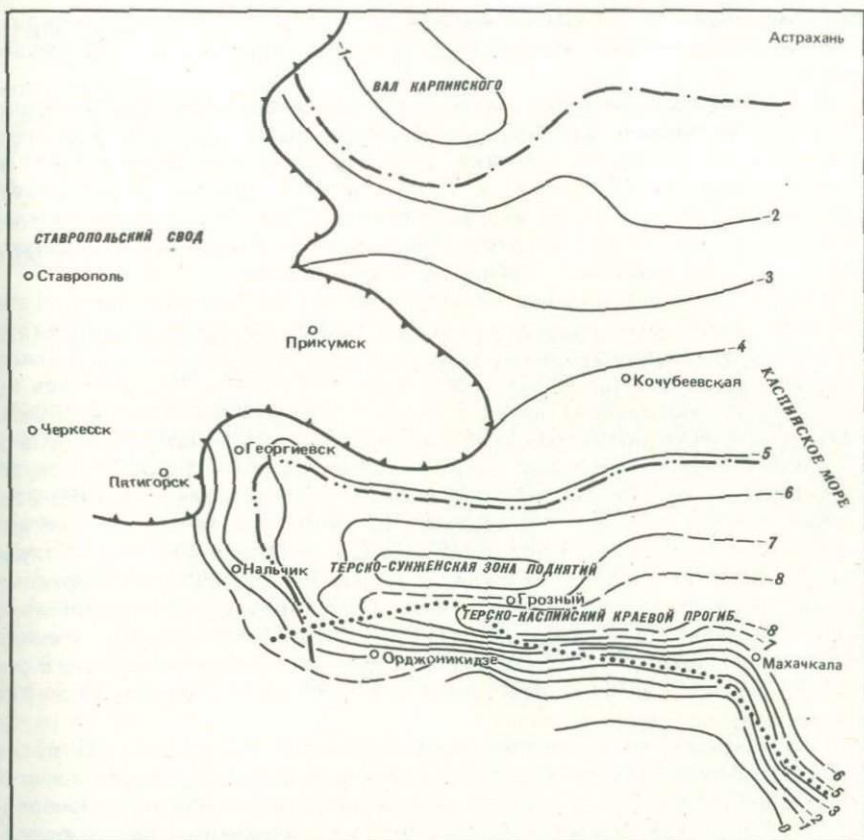


Рис. 3. Схема формирования залежей углеводородов в ниже-среднеюрских отложениях к современному периоду

Сплошные линии с цифрой — изогипсы кровли среднеюрских отложений, км. Остальные условные обозначения см. на рис. 1

жившись на большую глубину, породы оказались в более высоких термобарических условиях, чем ранее (максимальная палеотемпература достигла 260° , а ОВ было преобразовано от коксовой до антрацитовый стадии). Зона генерации к современному периоду охватила практически весь бассейн (см. рис. 3). Породы мезозоя в Терско-Каспийском краевом прогибе оказались полностью погруженными в ГЗГ, а в пределах платформенного склона бассейна — в ГЗН. Однако верхняя часть разреза мезозойских отложений сводовой части вала Карпинского даже к современному периоду еще не достигла ГЗН. Усилившийся в плиоценовую эпоху темп погружения пород и увеличившийся региональный наклон пластов создали наиболее благоприятные условия для миграции УВ по пластам-коллекторам.

На платформенном склоне бассейна миграция проходила и происходит в северном и северо-западном направлениях, а в пределах складчатого — в южном и юго-западном. Значительный период развития структуры бассейна совпал с проявлением неотектонического этапа формирования локальных поднятий. В результате его проявления не только сформировалось

несколько поднятий (большей частью в верхних горизонтах разреза), но и расформировалась значительная часть (47 %) ранее сформировавшихся.

Перестройка структурного плана сопровождалась переформированием и расформированием залежей. Упомянутые выше крупные нефтяные палеозалежи с газовыми шапками, располагавшиеся в восточной части Прикумско-Тюленевского вала, в соответствии с новыми структурными изменениями разделились на мелкие нефтяные и газоконденсатные залежи с нефтяной оторочкой или без нее в зависимости от перераспределившегося состава УВ (Солончаковое, Тюбинское и другие месторождения).

Значительная перестройка структурного плана на новейшем этапе произошла также и в пределах складчатого борта бассейна. В результате этого широкое распространение здесь получила латерально-вертикальная миграция УВ по пластам и дизъюнктивным нарушениям. Перемещаясь по тектоническим нарушениям вверх и попадая в приповерхностные условия, нефть практически полностью освобождалась от газа и затем окислялась под воздействием пресных вод. Во встречаемых на путях миграции ловушках формировались залежи тяжелой нефти с газовой шапкой или без нее, а также газовые залежи. Так образовались нефтяные залежи в караганчокракских и сарматских отложениях складчатого борта бассейна (Старогрозненское, Октябрьское, Червление и другие месторождения). Нефтяные залежи, которые в плиоценовую эпоху были приподняты относительно своего положения на предыдущих этапах истории и оказались при этом не расформированными, претерпели значительные фазовые превращения. В результате резкого перепада пластового давления газ выделился из нефти и занял большую часть ловушки.

В зависимости от количества выделившегося газа жидкие УВ могли полностью вытесниться из ловушки или же остаться в виде нефтяной оторочки. В настоящее время мы являемся свидетелями выделения газообразных УВ из нефтяной залежи и образования газовой шапки в связи со снижением пластового давления при разработке месторождений (верхнемеловая залежь Карабулак-Ачалукского месторождения). Следствием естественного фазового превращения явилась Бенойская верхнемеловая газоконденсатная залежь.

Нефтяные залежи, оказавшиеся на последнем этапе истории развития бассейна в ГЗГ, в результате деструкции нефти и поступления дополнительных порций газообразных УВ постепенно превращались в газоконденсатные. Такие залежи еще не вскрыты скважинами, их наличие только предполагается на глубине свыше 6 км.

Жидкие УВ на платформенном борту бассейна значительно труднее, чем на складчатом, достигают конечных путей миграции, так как здесь на своем длинном пути по полого наклонным пластам они встречают множество больших и малых экранов. Газ же, как наиболее миграционно способный, легче достигает конечных путей миграции в водорастворенном и свободном состоянии. Причем в конце миграции газ, постепенно освобождаясь от своих спутников, становится «сухим». Многочисленные выходы таких газов на дневную поверхность и газопроявления из плиоценовых и антропогенных отложений в артезианских скважинах и колодцах на валу Карпинском и Ставропольском своде подтверждают сказанное.

Таким образом, удаленные от зон генерации краевые участки бассейна, а также верхняя часть разреза осадочного чехла оказались наиболее газо-

насыщенными, и во вмещаемых ловушках здесь формировались газовые залежи (сарматская газовая залежь Прасковейско-Чкаловского месторождения, неогеновые и палеогеновые залежи Петровско-Благодарненского, Северо-Ставропольского, Мирненского и других месторождений). Выводы эти подкрепляются результатами изотопных исследований углерода $\delta^{13}C$.

УДК 553.981.2.061.15

П. М. Ломако

УСЛОВИЯ ФОРМИРОВАНИЯ И РАЗМЕЩЕНИЯ КРУПНЫХ ЗОН СЕРОВОДОРОДСОДЕРЖАЩЕГО ГАЗА

Недра нашей страны заключают в себе более 50 % мировых запасов сероводородсодержащего газа. Из общих запасов по СССР на европейскую часть приходится 58 % и на азиатскую — 42 %. В 17 сероносных зонах открыто более 350 сероводородсодержащих месторождений газа и нефти, в том числе в Восточно-Европейском регионе более 260 месторождений и в Среднеазиатском регионе более 60 месторождений.

Основные запасы H_2S в стране приурочены к свободному газу газовых и газоконденсатных залежей (98,6 %) и лишь 1,4 % — к растворенному в нефти газу и к газу в газовой шапке. Диапазон сероносности природного газа в нефти весьма широк как по стратиграфическим газоносным комплексам (от кайнозоя до нижнего палеозоя), так и по глубинам (от нескольких сотен до 6000 м).

Наибольшие скопления сероводородсодержащего газа приурочены к карбонатно-сульфатным толщам пермско-позднекаменноугольного и средне-раннекаменноугольного возраста восточного обрамления древней Восточно-Европейской платформы, а также к карбонатно-сульфатным толщам юрского возраста северной части герцинской ветви Альпийско-Средиземноморского геосинклинального пояса.

Изучение закономерностей размещения скоплений сероводородсодержащего природного газа базируется на анализе условий генерации сероводорода и $\delta^{13}C$, условий аккумуляции и сохранения сероводорода в залежах. Проблема формирования скоплений $\delta^{13}C$, содержащих серу, охватывает изучение не только процессов образования отдельных залежей, месторождений, но и закономерных связей между формированием и размещением их в пределах локальных и региональных ЗНГН, а также связи между последними и очагами генерации серосодержащих $\delta^{13}C$ [1, 2 и др.].

Среди основных геологических факторов, определяющих условия генерации, аккумуляции и сохранности H_2S с различными концентрациями в отдельных зонах сероносности природного газа, следует считать структурно-тектонический, литолого-фациальный, гидрохимический, газохимический, палеогеографический, а также термобарический режим недр.

Структурно-тектонический фактор обусловлен прямой корреляционной связью между хорошо выраженной структурной формой различного порядка, высокой концентрацией H_2S и совпадающими в плане палео- и неотектоническими движениями. При детальном, а иногда и средне- и мелкомасштабных тектонических построениях необходим анализ не только форм и размеров структур, но и истории их развития, пространственного положения, которые

характеризуются особенностями дизъюнктивной тектоники, формой и строением.

Литолого-фациальный фактор обусловлен приуроченностью высокосернистых природных газов к карбонатно-сульфатным или карбонатно-терригенным разностям осадочного чехла. В настоящее время подавляющее большинство исследователей признают, что основным источником H_2S в природном газе являются сульфаты пород или вод. Нами отмечалось, что источником серы могут быть также и сульфиды. Главным геохимическим параметром, обеспечивающим длительную сохранность H_2S в природном газе, кроме самих УВ, является карбонатность породы. Очень часто главные породообразующие минералы находятся между собой в сложном количественном соотношении, образуя группы карбонатов: известняк, доломитистый известняк, доломитовый известняк, известковистый доломит, доломит. Наряду с химически чистыми карбонатными породами с ними ассоциируют и широко развиты породы смешанного состава, в которых существенное участие могут принимать глинистые, сульфатные, кремнистые минералы, ОВ и углистый обломочный материал. В отдельных случаях сохранность H_2S в природном газе обеспечивает карбонатный цемент в терригенном коллекторе.

Палеогеографический фактор обусловлен перерывами в карбонатно-сульфатных комплексах, наличием в них зон древнего карста и эрозионных врезов, предполагается возможность образования в них скоплений элементарной серы и осерненных УВ, являющихся исходными составляющими для генерации больших объемов H_2S при погружении резервуара в зоны катагенеза и метаморфизма.

Гидрохимический фактор обусловлен существованием подвижного равновесия между H_2S в газовых залежах и в водорастворенном газе, а также концентрацией в пластовых водах сероводорода, сульфатных соединений и других сопутствующих микрокомпонентов подстилающих пластовых вод.

Газохимический фактор обусловлен прямой корреляционной связью между концентрацией CO_2 и H_2S , а также между H_2S и тяжелыми углеводородами, H_2S и метаном. В залежах природного газа, в составе которого содержание метана более 95 %, концентрация H_2S не превышает 0,3 %.

Термобарический режим недр определяет вертикальную генетическую зональность в размещении скоплений сероводородсодержащего природного газа различных концентраций. Этот фактор играет важнейшую роль в процессе преобразования сульфатов и сульфидов и эмиграции H_2S и УВ из очагов генерации в породы-коллекторы. В основу схемы вертикального распределения скоплений сероводородсодержащего газа с различными концентрациями положено представление о наличии полигенности генерации H_2S в процессе погружения осадочных пород, роста температуры и давления.

В результате проведенных исследований наметилась региональная зональность сероносности УВ (закономерное изменение в региональном плане концентраций серы, H_2S , меркаптанов, сульфидов в УВ по определенному срезу или в определенном геологическом интервале) и вертикальная зональность (изменение сероносности УВ по разрезу осадочного чехла).

Выявление региональной и вертикальной зональности сероносности УВ осуществлено выделением зон, характеризующихся содержанием H_2S более 0,00139 %. Под зоной сероносности природного газа понимается часть или в отдельных случаях вся территория НГБ с благоприятными

структурно-тектоническими, литолого-фаціальными, гидрохимическими, палеогеографическими, газохимическими и другими условиями для аккумуляции и сохранности серосодержащего углеводородного газа.

Неоднородность в распределении концентраций H_2S и в целом сероносности природного газа и различия в распределении глубинной сероносности свидетельствуют о региональных геолого-тектонических закономерностях процесса перераспределения вещества и энергии в разных структурно-тектонических элементах. Параметры сероносности (концентрация H_2S) этих структур различны. Высокие концентрации H_2S характерны для осадочного чехла платформенных, особенно экзогенальных впадин на докембрийском фундаменте. Значение концентраций H_2S увеличивается с погружением кровли фундамента и сульфатных толщ. Внутри каждого региона концентрации H_2S повышаются над сетью глубинных разломов и над тектоническими ступенями и также зависят от перераспределения концентраций H_2S в разрезе пород регионов, охваченных неотектоническими движениями.

Зачастую районы распространения зон сероносности неполностью совпадают с теми или иными тектоническими элементами и являются частями НГБ. В таких случаях общий анализ сероносной обстановки НГБ дается на региональном сероносном фоне в пределах распространения карбонатно-сульфатных и карбонатно-терригенных образований структурного элемента, в пределах бассейна.

Нефтегазоносные бассейны как гетерогенные геолого-геохимические системы развиваются по законам термодинамики. Поэтому при отсутствии какого-либо внешнего воздействия эта система будет находиться в динамически равновесном состоянии. Развиваясь по замкнутой системе, залежь серосодержащих УВ стремится к геохимическому термодинамическому равновесию с окружающей средой. Переходя в состояние максимальной устойчивости с минимальным запасом свободной энергии, она оказывает активное воздействие на вмещающие породы и подстилающие воды длительное геологическое время. Миграция, формирование и продолжительное существование серосодержащих УВ в недрах приводит к локальным возмущениям в фоновом поле сероносности, а также в геотемпературном поле. Поле сероносности выражено в изоконцентрациях H_2S на единицу площади. Оно тесно связано с особенностями тектонического строения, теплофизическими свойствами и литологическим составом толщ горных пород, геохимическими процессами, мобильностью разных участков региона, динамикой подземных вод и др.

С этих позиций поле сероносности НГБ должно иметь специфический характер распределения концентраций H_2S . Такое различие дает возможность, исходя из концентраций H_2S , сероносности конденсата и нефти, разделить любой крупный геотектонический элемент на ряд сероносных зон, областей разной сероносной активности.

Так, платформенный чехол Русской плиты характеризуется распространением образований всех систем от рифейского и вендского комплекса верхнего протерозоя до современных включительно. Общая мощность осадочного покрова изменяется от 100—500 м на склонах Украинского, Воронежского щитов до 3—6 км в прогибах, увеличиваясь до 20—22 км в Прикаспийской впадине. Основой тектонического плана осадочного чехла древних платформ является блоковая тектоника, которая и определяет пространственное размещение структурных элементов разного порядка.

Важной отличительной особенностью Восточно-Европейской платформы является рост температур от края к центру во впадинах (Тимано-Печорская, Прикаспийская), в прогибах (Предуральский). В такой же последовательности проявляется и сероносность УВ в этих геотектонических элементах. Следует отметить, что зоны дробления фундамента и разломов в региональном плане взаимосвязаны с повышенными значениями сероносности УВ. Для зон повышенных концентраций H_2S характерно наличие в основании осадочного чехла вблизи зон глубинных разломов изверженных пород в виде дайковых и пластовых тел, мелких интрузий; к ним же приурочены повышенные значения геотермических градиентов. Проявление магматизма установлено повсеместно вдоль восточной окраины Русской плиты. Совпадение глубинных разломов, магматизма, зон дробления, повышенных температур и повышенной сероносности следует считать взаимосвязанным. Причина этого явления, по-видимому, обусловлена глубинными процессами энергетических превращений в мантии.

Необходимо отметить, что для районов восточного обрамления Восточно-Европейской платформы с промышленной нефтегазоносностью характерны мозаичность геотермического градиента и сероносности, их резкая изменчивость на небольших расстояниях, особенно в пределах зон дробления фундамента и приразломных зонах. Это хорошо прослеживается в Доно-Медведицких, Рязано-Саратовских, Жигулевских зонах дробления, где отмечаются не только повышенные значения геотермических градиентов, но и повышенные значения сероносности как природного, так и попутного газов, даже в терригенных отложениях. Это указывает на относительную молодость активных тектонических процессов, именуемых неотектоническими движениями.

Как установлено, вторым районом по разведанным запасам сероводородсодержащего природного газа является Среднеазиатский. Механизм формирования фундамента Среднеазиатского региона был таким же, как на древних платформах. Главной особенностью строения фундамента этого региона является наличие в его составе крупных изометричных древних блоков континентальной коры, занимающих до 70 % площади, разделенных узкими, линейно вытянутыми системами каледонской, герцинской и киммерийской складчатости. На каждом тектоническом этапе был образован структурно-вещественный комплекс, включающий формации всех трех типов: геосинклинальные, орогенные и платформенные. Система глубинных разломов, формирующая древний структурный план, сохранила свою активность до настоящего времени, что находит отражение в неотектонических движениях и прослеживается на неотектонической карте. Поля сероносности здесь также тяготеют к зонам разломов и тектоническим ступеням: Бухарской, Чарджоуской.

Необходимо отметить, что несмотря на большое сходство в выявленных взаимозависимостях между глубиной, геотермическими градиентами, зональностью сероносности встречаются резкие различия. Так, на Карабильском месторождении в терригенном коллекторе концентрация H_2S в природном газе достигает 1 %. Поэтому при выделении зон сероносности природного газа автором учитывались все факторы и особенности формирования залежей газа и нефти в различных литолого-фациальных комплексах.

К числу перспективных территорий с установленной сероносностью или благоприятными в сероносном отношении геологическими данными отнесены наиболее крупные газонефтеносные области: Волго-Уральская,

Амударьинская, Северо-Каспийская, Тимано-Печорская, Днепроовско-Донецкая, Предкарпатская, Северо-Кавказская, Васюганская, Лено-Виллюйская, Северо-Тюменская и др.

В этих областях выделяются 17 зон сероносности газа: Предкарпатская, Припятская, Днепроовско-Донецкая, Западно-Кавказская, Терско-Каспийская, Южно-Прикаспийская, Приволжская, Оренбургско-Башкирская, Пермско-Свердловская, Тимано-Печорская, Среднеазиатская, Северо-Тюменская, Енисей-Хатангская, Васюганская, Тунгусская, Иркутско-Марковская, Мирненско-Ботуобинская.

При сравнительном анализе зон сероносности наиболее перспективными для освоения могут быть следующие: а) расположенные на платформах и на краевых глубокопогруженных частях; б) с более высокими темпами накопления и большой мощностью сульфатных, карбонатных и карбонатно-терригенных образований; в) с разведанными и прогнозными запасами, обеспечивающими сырьем действующие или проектируемые газохимические комплексы.

Таким условиям удовлетворяют зоны сероносности в Европейской части страны — Оренбургско-Башкирская, Южно-Прикаспийская, Тимано-Печорская и в Азиатской части — Среднеазиатская.

ЛИТЕРАТУРА

1. Геологические предпосылки перспектив газоносности Восточной Туркмении / Г. И. Амурский, И. П. Жабров, Э. С. Гончаров и др. М.: Недра, 1976. 392 с.
2. Максимов С. П., Панкина Р. Г., Смахина А. М., Гаврилов Е. Я. Происхождение сероводорода в газах Амударьинской синеклизы по изотопному составу. — Тр. ВНИГНИ, 1975, вып. 174, с. 122—134.

УДК 553.98.2.061.15 : 552.52

Ю. Я. Большаков

ВОЗМОЖНАЯ МОДЕЛЬ ФОРМИРОВАНИЯ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ В ГЛИНИСТЫХ ТОЛЩАХ

Промышленная нефтеносность глинистых толщ — явление для современного уровня нефтяной геологии необычное. Поэтому рассмотрение условий, обеспечивших нефтепродуктивность глин, с общепринятых геологических позиций, с применением общеизвестных методик является необходимым, но вряд ли может считаться достаточным. Пока что в качестве промышленно-нефтеносной глинистой толщи известна только баженовская свита Западной Сибири. Наиболее полная ее характеристика приведена в работах Ф. Г. Гурари, И. И. Нестерова, И. Н. Ушатинского и др.

Нефтеносные глинистые образования характеризуются рядом следующих существенных признаков.

1. Нефтепродуктивная часть глин содержится в средней части глинистой толщи и со всех сторон окружена более плотными непроницаемыми глинами. При этом плотность окружающих глин превышает плотность нефтесодержащих пород на 0,2—0,3 г/см³ и более, что создает внутри толщи замкнутую гидродинамическую систему.

2. Наличие как в залежах, так и за их пределами АВПД. По данным [5; и др.], в районе Салымского месторождения давления за пределами залежи составляют 47 МПа. Давление в залежи изменяется от 43 до 45 МПа. К кровле и подошве нефтесодержащих глин мера аномальности давлений сокращается. В породах перекрывающих и перекрытых глинами пластовые давления близки к условным гидростатическим.

3. Отсутствие газовой фазы и сравнительно невысокое газосодержание нефти. При этом давления насыщения существенно ниже пластовых и гидростатических. Например, на Салымском месторождении при пластовом давлении 43 МПа и условном гидростатическом 28 МПа давление насыщения не превышает 18 МПа.

4. Необычно высокая концентрация ОВ, что является следствием высокой биопродуктивности глинистых толщ в сочетании с ограниченной эмиграцией УВ.

5. Текстура нефтесодержащих глин горизонтально-микрослоистая, листоватая. По компонентному минералогическому составу они в основном представлены монтмориллонитом, гидрослюдой и хлоритом, по данным [14], микролистоватому баженовских глин обусловлена чередованием разнородных по составу, строению слоев, сепаратно обогащенных пелитовым, кремнистым и карбонатным материалом, а также битумным веществом.

6. Фильтрационные свойства баженитов обусловлены горизонтальной микротрещиноватостью. По данным изучения кернов их проницаемость обычно измеряется долями миллидарси, но иногда достигает 3 мД, открытая пористость, как правило, не превышает 12 %, что не согласуется с весьма высокими дебитами нефти, достигающими в некоторых скважинах нескольких сотен кубических метров в сутки.

7. Ускорение прогибания бассейна на завершающем этапе накопления глинистой толщи. По данным [12], скорость прогибания Западно-Сибирского бассейна в готеривское время, которому соответствует завершающая стадия накопления баженовских глин, резко возросла.

На современном этапе изучения баженовской свиты главным образом дискутируется вопрос о формировании коллекторов, обеспечивших в глинах аккумуляцию нефти в промышленных количествах. При этом существенное внимание уделяется природе микрослоистости баженовских глин.

Большая группа авторов главную причину образования емкости в баженитах объясняет с литогенетических позиций. Ряд из них [3, 14; и др.] рассматривает микрослоистость как следствие накопления специфической фации тонкоотмученных осадков.

По данным [12], листоватость баженовских глин обусловлена присыпками ОВ, накапливавшегося путем чередующихся массовых заморозов фауны. Обе приведенные точки зрения согласуются с данными о современной текстуре баженовских глин. Однако они в большей мере указывают всего лишь на предрасположенность свиты к образованию в ней флюидопроводимых горизонтальных микропрослоев, но не дают полного объяснения механизма формирования коллекторов. В последние годы в качестве аналога баженовской свиты в отношении нефтеносности рассматривается куанамская глинисто-битуминозная толща нижнего кембрия Сибирской платформы [2]. В отличие от баженовской свиты куанамская толща в ряде районов выведена по разломам на дневную поверхность. Это позволяет изучить

ее состав и строение не по отдельным кускам керна, а в полном объеме и непрерывно на большой территории.

Так, в обнажениях на р. Оленек каунамская толща залегает между пачками плотных глинисто-кремнистых известняков. Текстура толщи горизонтально-тонкослоистая. При этом толщина прослоев от кровли и подошвы к средней части разреза сокращается с 5—8 мм до долей миллиметра. В такой же последовательности увеличивается глинистость, битуминозность и снижается плотность и карбонатность пород. Пачки прослоев легко расчленяются на отдельные пластины. При этом наиболее тонкие битуминозные разности расщепляются на пластины, соответствующие по толщине листу писчей бумаги, и проявляют при этом некоторую упругость. Образование столь тонких и выдержанных по простиранию прослоев вследствие особенностей седиментации в морском бассейне представить трудно.

Некоторые исследователи отдают предпочтение тектоническим процессам, другие — «разуплотнению» глинистых пород в стадии катагенеза. Наиболее широкое признание получила модель «автонефтеразарыва» пород под воздействием АВПД, т. е., в сущности, гидравлического разрыва [3, 11]. При этом природа АВПД связывается с преобразованием УВ, спродуцированных самой толщей глин. Однако автохтонные УВ, находящиеся в рассеянном состоянии, вряд ли могут обладать энергией в количестве, необходимом для гидроразрыва, способного обеспечить миграционные каналы для аккумуляции нефти. Первичность же нефтеностности баженовской свиты доказана геолого-геохимическими исследованиями [1]. Кроме того, эта модель не согласуется с более высокими давлениями, развитыми за пределами залежей [5]. Такие пластовые давления в залежах хотя и являются аномально высокими, но меньше литостатических на 25—30 %. Возможность гидроразрыва при таких соотношениях пластового и горного давлений допускается. Однако при этом в пласте формируются преимущественно вертикальные трещины [9], что обусловлено существенным превосходством горного давления над боковым давлением распора на любой глубине залегания пласта.

Прежде чем предложить новую модель формирования коллекторов и залежей нефти в глинах, следует рассмотреть еще одну своеобразную глинистую миоцен-палеогеновую толщу, развитую в Южно-Каспийской впадине. Эта толща имеет ряд свойств, общих с баженовской свитой. Среди них можно назвать: 1) наличие во внутренней части толщи АВПД; 2) более высокую плотность глин, образующих внешние части толщи; 3) повышенную концентрацию ОВ; 4) комплекс глинистых минералов; 5) ускорение пригибания бассейна на завершающем этапе осадконакопления и др.

Вместе с этим наблюдаются и существенные различия: 1) миоцен-палеогеновая толща не содержит промышленных скоплений УВ; 2) во внутренней части ее содержится глинистая паста полужидкой консистенции, по данным [7], при вскрытии бурением зоны АВПД в миоцен-палеогеновой толще нередко наблюдаются извержения глинистой массы по стволу скважины; 3) по абсолютному возрасту баженовская свита превосходит миоцен-палеогеновую более чем на 100 млн. лет.

При изучении природы АВПД в миоцен-палеогеновой толще Южно-Каспийской впадины [6, 10] было установлено, что причиной повышенных пластовых давлений явилось отсутствие интервалов разгрузки в процессе погружения и накопления осадков. При этом возникают АВПД, поскольку

существенная доля литостатического давления действует не на скелет породы, а передается пластовому флюиду.

По данным [4], ускорение прогибания бассейна на завершающем этапе накопления глинистой толщи приводит к консервации в ее внутренней части седиментационных вод вследствие уплотнения приконтактных слоев, получающих наибольшую пластическую деформацию. Таким образом, во внутренней части глинистой толщи формируется замкнутая гидродинамическая система. При этом в крайевых частях бассейнов осадконакопления, где мощности сравнительно малы, происходит сплошное отжатие седиментационных вод, и глины по всему разрезу приобретают обычную плотность, т. е. повышенную в сравнении с глинами внутренней части толщи. Таким образом, вокруг внутренней части толщи образуется герметизирующая оболочка. О справедливости сделанного предположения свидетельствует характер изменения плотности пород по разрезу баженовской свиты Западной Сибири и миоцен-палеогеновой толщи Азербайджана. Степень замкнутости определяет как меру эмиграции флюидов, так и меру развития АВПД. Вследствие сохранения концентрации воды в глинах стабилизируются плотность и пористость последних.

Таким образом, миоцен-палеогеновая глинистая толща Южно-Каспийской впадины и баженовская свита Западной Сибири могут рассматриваться как геологические тела с замкнутой внутриглинистой гидродинамической системой, подверженные всестороннему сжатию. При этом вещество, содержащееся внутри толщи, находится под воздействием литостатических нагрузок, соответствующих глубинам залегания, и следовательно, не может считаться недоуплотненным. Разуплотненность глин как той, так и другой толщи кажущаяся и является следствием повышенной концентрации пластовых вод. Однако в рассмотренной миоцен-палеогеновой толще пластовые флюиды с глинистыми минералами образуют гомогенную смесь, а в баженовской свите они преимущественно заполняют горизонтальные микротрещины.

С целью изучения влияния давления на формирование микротекстуры глинистых пород проведены экспериментальные исследования с водными пастами из монтмориллонитовых и каолинитовых глин. При этом в глинистых пастах, подвергшихся ориентированному внешнему механическому воздействию в условиях без дренирования, рентгеновским анализом установлена микрослоистость, сгущающаяся к внутренней части пробы и обусловленная чередованием глин различной водонасыщенности, что отражало характер вызванного сжатием силового поля. Вероятно, аналогичную текстуру имели глины во внутренних частях баженовской свиты и куанамской толщи в начальную стадию консолидации, т. е. когда они находились в жидкой консистенции. Неконсолидированные глины внутренней части миоцен-палеогеновой толщи Южно-Каспийской впадины в условиях недр, вероятно, имеют такую текстуру в настоящее время.

Поскольку микрокомпоненты, составляющие глинистую пасту, характеризуются различными механическими и, вероятно, электрическими потенциалами, распределение их должно подчиняться строению силового поля, возникающего вследствие сжатия. Таким образом, каждое из веществ, в том числе пластовые флюиды, занимает в теле еще нелитифицированной толщи слой, обладающий соответствующей энергией.

Вероятно, следствием такого распределения и явились микрослоистое чередование и сепаратное распределение разнородных элементов, составля-

ющих глины баженовской свиты и куанамскую толщу. Как известно, наиболее продуктивные разности баженовских глин, поднятые на поверхность, разрушаются, не сохраняют первичную структуру и текстуру. Очевидно, что это явление обусловлено чуждой недрам энергетической обстановкой дневной поверхности.

Обезвоживание глин и приобретение ими жесткости происходит для каждого прослоя в отдельности. Известно, что в условиях без дренирования главная роль в обезвоживании и уплотнении глин принадлежит синерезису, мера развития которого существенным образом определяется фактором времени. Поэтому глины более молодой миоцен-палеогеновой толщи Азербайджана еще не достигли такой стадии литификации, какая свойственна баженовской и куанамской толщам. По-видимому, пластовые флюиды, вытесненные из глин, распределились между микропрослоями и таким образом поделили проницаемость и емкость внутренней части толщ.

По данным [13], коагуляционные структуры, сформировавшиеся вследствие синерезиса, характеризуются эластичностью — замедленной упругостью. Указанное свойство обнаружено у кернов, отобранных из внутренней части баженовской свиты и куанамской толщ.

Таким образом, определяющая роль в преобразовании глинистой толщи в коллектор, вероятно, принадлежит постседиментационным процессам перераспределения веществ в условиях замкнутой гидродинамической системы, находящейся под воздействием внешних сжимающих сил.

Поскольку в замкнутой пластовой системе жидкая фаза противодействует сокращению емкостного пространства, то в условиях недр глинистые коллекторы должны характеризоваться более высокими значениями пористости и проницаемости в сравнении с измеренными в лаборатории. Это предположение согласуется с весьма высокими дебитами нефти (до $700 \text{ м}^3/\text{сут}$) при небольших значениях пористости и проницаемости кернов, отобранных из баженовских глин.

Рассмотренный механизм формирования пластинчато-глинистых коллекторов позволяет увязать в единую схему имеющиеся данные о свойствах баженовской свиты, куанамской толщ и их аналогов, которые носят в основном отрывочный характер.

В частности, с позиций этого механизма представляется реальным наличие в глинах условий, необходимость которых для скопления нефти в промышленных количествах является общеизвестной. К ним относятся: 1) сохранение в толще продуктов преобразования ОВ; 2) широкое распространение коллекторов; 3) наличие за пределами участков аккумуляции УВ более высоких давлений, чем в залежах.

Площадь распространения глин баженовской свиты в Западной Сибири превышает $1,2 \text{ млн. км}^2$. По данным [5], за пределами нефтяных скоплений в баженовской свите развиты более высокие давления, что определило направление латеральной миграции УВ к участкам их современной концентрации. Положительные температурные аномалии в районах нефтяных залежей в баженовской свите [8] также могли стимулировать миграцию нефти как за счет снижения вязкости последней, так и путем создания латеральных термоконвективных потоков.

Таким образом, миграция нефти в баженовской свите, вероятно, осуществлялась согласно законам гидродинамики, обычным для других видов коллекторских пород. Однако в отличие, например, от песчаников

каждый флюидонасыщенный микропрослой глинистых коллекторов, вероятно, характеризуется большой автономией. Об ограниченности гидродинамической связи между прослоями баженовских глин свидетельствует резкое (на порядок и более) различие дебитов нефти, полученных при испытании скважин на приток в открытом стволе и через обсадную колонну.

Отсутствие во внутриглинистых коллекторах газовых скоплений и сравнительно низкое газосодержание нефтей может быть обусловлено преимущественно сапропелевым типом ОВ, содержащегося в глинах в сочетании опять же с гидродинамической изолированностью толщи от окружающих пород.

Очевидно, что эффективное действие рассмотренного механизма аккумуляции нефти в баженовской свите возможно при наличии в коллекторах свободной воды. Однако ряд исследователей отрицает ее присутствие. Это отрицание в общем основано на косвенных и негативных данных и на современном уровне изучения свиты не может считаться бесспорным. Отсутствие притоков воды из баженовских глин при вскрытии их скважиной может быть обусловлено смыканием глинистых пластин в призабойной зоне вследствие перераспределения напряжений. Гидродинамические исследования глин баженовской свиты дают противоречивые результаты и на проведенном уровне не могут служить обоснованием для достоверных оценок режима продуктивных пластов. Информативность кернового материала неудовлетворительная. Кроме того, следует отметить, что нефть Салымского месторождения содержит пластовую воду, хотя и в ограниченных количествах. Этот факт может свидетельствовать о присутствии свободной воды в глинах баженовской свиты.

Практическое отсутствие спаянности между прослоями куанамской толщи нижнего кембрия может указывать на то, что прослои слабо битуминозные прежде были разделены водой, а битуминозные — нефтью. При выходе на дневную поверхность герметичность системы была нарушена и эти флюиды были отжаты вследствие смыкания прослоев в районе выходящего разлома под воздействием веса вышележащих пород.

По-видимому, распространение нефтепродуктивных пластинчато-глинистых коллекторов возможно не только в баженовской и куанамской толщах. В числе существенных признаков, которыми должны характеризоваться эти толщи, можно, вероятно, назвать: 1) замкнутость гидродинамической системы внутренней части толщи, что в значительной мере определяется ее мощностью и ограниченностью псаммитовых прослоев; 2) высокую биопродуктивность; 3) благоприятные для генерации УВ термобарические условия; 4) возраст, который, по-видимому, не должен быть моложе раннемелового, что необходимо как для перераспределения глинистого вещества и пластовых флюидов в теле толщи, так и для консолидации сложившейся микрослоистой текстуры.

Вероятно, развитие нефтеносных внутриглинистых коллекторов также возможно в нижнеюрских отложениях северных районов Предверхооянского прогиба. Мощность нижнеюрской глинистой толщи в этих районах превосходит 200 м. Наблюдается тенденция ее увеличения во внутренней части прогиба. Песчаные прослои практически отсутствуют. В глинах наблюдается горизонтальная микрослоистость. Содержание $C_{орг}$ превышает 4 % и увеличивается к внутренней зоне. При этом отмечается высокая концентрация сапропелевого материала. Степень метаморфизма РОВ (стадии Б—Ж) свидетельствует о прошедших нефтегазогенерационных процессах и о возможности сохранения продуктов генерации.

ЛИТЕРАТУРА

1. Вебер В. В., Коцербуба Л. А. Условия битуминозности баженовской свиты Западной Сибири. — Геология нефти и газа, 1979, № 9, с. 15—19.
2. Геология нефти и газа Сибирской платформы / А. С. Анцифилов, В. Е. Бакин, И. П. Варламов и др. М.: Недра, 1981. 552 с.
3. Гурари Ф. Г. Об условиях накопления и нефтеносности баженовской свиты Западной Сибири. — В кн.: Закономерности размещения скоплений нефти и газа на Сибирской платформе. Новосибирск, 1979, с. 153—160. (Тр. СНИИГГиМС; Вып. 271).
4. Гуревич А. Е. Геофлюидодинамика: структура и контуры теории. — В кн.: Проблемы геофлюидодинамики. Л., 1976, с. 10—46. (Тр. ВНИГРИ; Вып. 387).
5. Добрынин В. М., Мартынов В. Г. Коллектор нефти в нефтематеринских глинистых толщах. — Геология нефти и газа, 1979, № 7, с. 36—43.
6. Дурмишьян А. Г., Асланов В. Д., Коновалов В. И. Связь миграции с гравитационным уплотнением глинистых пород. — Геология нефти и газа, 1978, № 6, с. 41—46.
7. Дурмишьян А. Г., Халилов Н. Ю. АВПД на площадях Бакинского архипелага и причины их возникновения. — Геология нефти и газа, 1972, № 8, с. 34—39.
8. Краснов С. Г., Хугорской М. Д. О влиянии интрузий в фундаменте Западно-Сибирской плиты на нефтеносность баженовской свиты. — Докл. АН СССР, 1978, т. 243, № 4, с. 995—997.
9. Меликбеков А. С. Теория и практика гидравлического разрыва пластов. М.: Недра, 1967. 140 с.
10. Мурадян В. М., Дурмишьян В. А., Мурадян Т. И. О масштабах миграции углеводородов в Южно-Каспийской впадине. — Геология нефти и газа, 1979, № 12, с. 46—49.
11. Нестеров И. И. Нефтегазоносность битуминозных глин баженовской свиты Западной Сибири. — Сов. геология, 1980, № 11, с. 3—10.
12. Палеобиофашии нефтегазоносных волжских и неокомских отложений Западно-Сибирской плиты / С. П. Бульникова, А. В. Гольберт, И. Г. Климова и др. Под ред. А. В. Гольберта и А. Э. Конторовича. М.: Недра, 1978. 87 с. (Тр. СНИИГГиМС; Вып. 248).
13. Ребиндер П. А. Структурно-механические свойства горных пород. — В кн.: Проблемы тектонофизики. М.: Госгеолтехиздат, 1960, с. 51—54.
14. Ушатинский И. Н. Литология и перспективы нефтеносности юрско-неокомских битуминозных отложений Западной Сибири. — Сов. геология, 1981, № 2, с. 11—22.

УДК 551.242.5 : 553.98.2.061.15

С. С. Эллерн

ПРОГИБЫ НЕКОМПЕНСИРОВАННОГО ТИПА ПЛАТФОРМ И ИХ РОЛЬ В ФОРМИРОВАНИИ НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ РЕГИОНОВ И КРУПНЫХ ЗОН НЕФТЕГАЗОНАКОПЛЕНИЯ

Среди структурно-формационных комплексов осадочных бассейнов платформ, к которым приурочены крупные зоны или ареалы нефтегазонакопления, важнейшую роль, на наш взгляд, играют структурно-формационные комплексы ПНТ.

Образование ПНТ на платформах происходит в строго определенных стадиях тектонических циклов. По данным автора, ПНТ здесь образуются, как правило, на переходной и раннеконтинентальной стадиях тектонического цикла подвижных поясов в результате горизонтальных раздвиговых движений после возникновения рифтовых структур разного типа. Образование ПНТ — особая стадия в тектоническом развитии платформ, которая, как

правило, не отмечается большинством исследователей в качестве самостоятельной. Некоторые исследователи [11, 13] считают, что рифтовая стадия развития платформ непосредственно сменяется синеклизной. Они не выделяют стадии ПНТ или полагают, что ПНТ относятся к типу внутрiformационных структур, приспособляющихся к крупным тектоническим или палеотектоническим зонам платформ [12]. Прогобы некомпенсированного типа имеют самостоятельное значение, отличаются формой, длительностью формирования, независимы, как правило, от формы, размеров и длительности развития синеклиз и им подобных структурных элементов платформ. Более того, ПНТ секут эти структурные формы, выраженные в современном плане или палеоплане, оказывая существенное воздействие на историко-геологические процессы, связанные с формированием осадочного чехла платформ.

Следует подчеркнуть, что ПНТ располагаются, как правило, в краевых частях платформ, имевших наиболее тесную связь с подвижными поясами земной коры. ПНТ образуют последовательные серии, фиксирующие погружение этих частей платформ в направлении указанных подвижных поясов (современных складчатых поясов). При этом чем моложе и мобильнее фундамент платформ или их частей, тем более контрастно выражены пространственные смещения систем ПНТ.

Важной характеристикой ПНТ является их высокая динамическая активность, особенно на поздних этапах развития — в фазы компенсации (заполнения осадочным материалом и погружения), что вызывает изостатическое поднятие сопредельных территорий с образованием так называемых КП, сопровождающееся разрывом в пределах последних ранее литифицированных образований. Как правило, КП располагаются за внешними границами ПНТ. Внешними автор называет границы, обращенные к центральному, внутренним частям платформ, а внутренними — обращенные к краевым частям платформ, в сторону мобильных поясов земной коры.

Такое соотношение ПНТ и обрамляющих их КП (нередко занимающих большие площади) создает своеобразную гидродинамическую систему, различным образом воздействующую на условия аккумуляции и пространственного размещения УВ. Территории КП являются неблагоприятными для существования залежей УВ. Это, как правило, зоны аконсервации, где могут сохраниться лишь остаточные скопления УВ (рассеянные углеводородные газы, явно недонасыщенные пластовые воды, непромышленные залежи нефти). Углеводородные скопления, формирующие крупные зоны или ареалы нефтегазонакопления, концентрируются практически только в пределах ПНТ (как правило, на некотором расстоянии от внешних границ последних), где складываются наиболее благоприятные условия аккумуляции и консервации УВ.

В этом состоит главное принципиальное значение ПНТ для оценки региональной нефтегазоносности. Все сказанное выше можно проиллюстрировать на конкретных примерах.

Одним из хорошо изученных является регион, приуроченный к восточной части Русской плиты и смежным с ней территориям Тимано-Печорской плиты и ДДВ, где выявлены ПНТ и крупные региональные ЗНГН. Среди ПНТ установлены четыре системы: Печорская, Камско-Кинельская, Предкаспийская и Донецко-Прикаспийско-Уральская, с каждой из которых были свя-

заны глубоководные бассейны [4]. Эти системы ПНТ образуют единую структурно-формационную зону, возникшую на переходной стадии развития подвижных поясов, ограничивавших платформу, как стабильный элемент с востока и с юга (Уральский и Кавказско-Уральский пояса), а пятая система возникла на раннеконтинентальной стадии (рисунок). Характерно, что образованию всех названных систем ПНТ предшествовало образование различных типов рифтовых структур (микрограбенов, тафрогенов, авлакогенов), на что было автором обращено внимание ранее.

Во время формирования ПНТ складывались условия для образования на их бортах рифовых образований, которые и определяют, как правило, краевые зоны ПНТ (протяженные тренды). Прослеживание трендов показало, что наиболее древние ПНТ связаны с Предкаспийской системой, образовавшейся уже в живете, а затем со значительным перерывом во времени продолжавшей свое развитие в позднедевонское и раннекаменноугольное время. При этом рифовые тренды смещаются на восток [2, 3, 8] в направлении современной Прикаспийской синеклизы, а в конечном итоге — в сторону современной складчатой зоны.

Аналогичное смещение ПНТ в направлении складчатой зоны северного Урала и Пайхоя характерно для Печорской системы ПНТ [10], начальные этапы образования которой приходится на раннефранское время.

Камско-Кинельская система, соединяющая две вышеназванные, отличается более поздним началом формирования ПНТ и наибольшей стабильностью. Последнее становится понятным, если учесть, что Печорская система — безусловно, а Предкаспийская — возможно, формировались на более молодых и, следовательно, менее стабильных фундаментах платформ. Печорская система связана с эпибайкальской плитой, а Предкаспийская — с областью перехода древней дорифейской плиты в эпибайкальскую [1]. Что касается Припятско-Днепровской системы ПНТ, то она занимает особое положение среди рассматриваемых структурно-формационных элементов, так как подчинена крупному рифту. Начальные этапы образования ПНТ приходится здесь на позднедевонское время, в основном на ранний фамен. В направлении к складчатому Донбассу, т. е. с северо-запада на юго-восток, вдоль Припятско-Днепровского рифта должны быть развиты ПНТ турнейско-ранневизейского возраста. Косвенно об этом свидетельствуют данные о циклическом строении этой части разреза осадочного чехла, а также установленный вдоль северной окраины Донбасса рифовый тренд серпуховского времени, ограничивающий ПНТ [7, 9].

Учитывая единство развития Уральской и Кавказско-Уральской подвижных зон, провоцировавших образование ПНТ на платформе в течение одного и того же цикла, можно предполагать, что последние непосредственно формировали единую структурно-формационную зону на юге и востоке Русской плиты. За пределами внешних границ этой системы возникали КП разных размеров, занимавшие различное положение по отношению к ней. Максимального развития КП достигли на грани турнейского и визейского веков. В это время осуществлялась интенсивная компенсация ПНТ Камско-Кинельской, Печорской, Предкаспийской и Припятско-Днепровской систем. В связи с этим в поднятие была вовлечена значительная территория, оказавшаяся в зоне влияния всех указанных систем ПНТ, и образовался крупный свод, названный М. С. Швецовым Среднерусским палеоподнятием.

Восточная и южная границы этого свода, являющегося типичным КП,

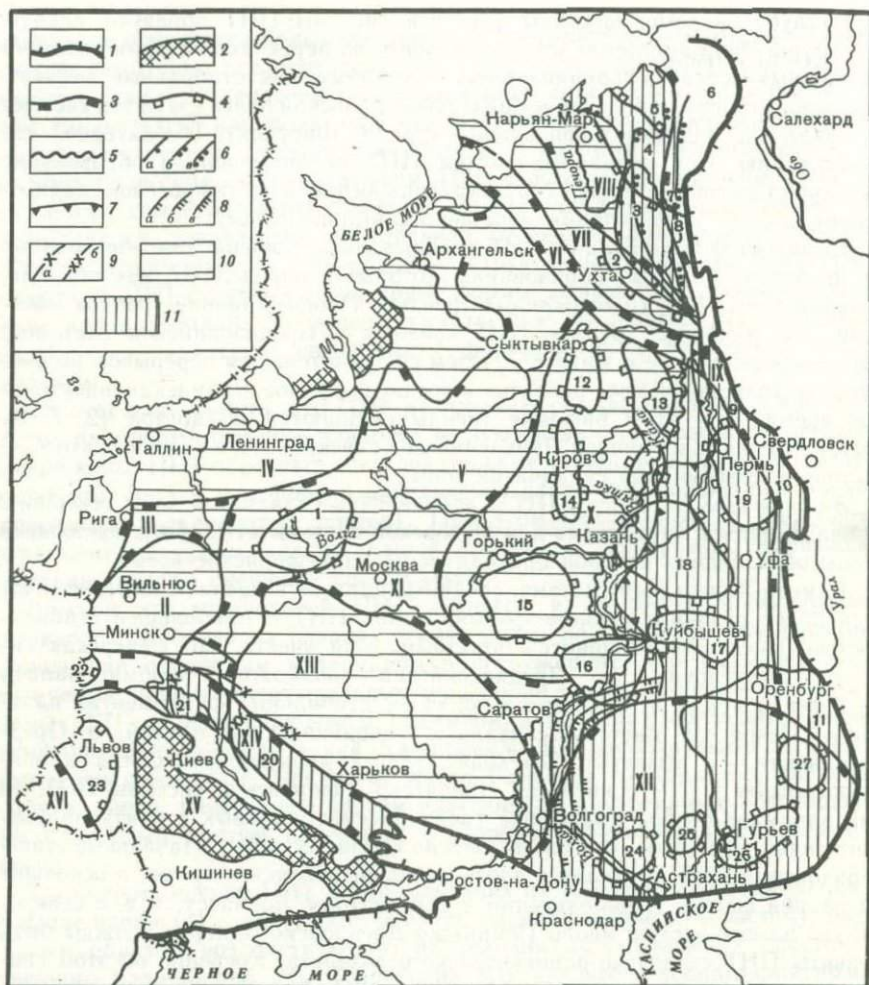


Схема распространения прогибов некомпенсированного типа (переходной стадии герцинского цикла) на востоке и юге Русской плиты и размещения нефтегазоносных регионов

1—5 — границы: 1 — современного складчатого обрамления Русской плиты, 2 — щитов, 3 — крупнейших структурных элементов, 4 — крупных структурных элементов, 5 — размыта позднетурнейских отложений; 6—9 — системы прогибов некомпенсированного типа и их внешние тренды; 6 — Печорская (а — семилукско-бурегский, б — евланово-дивенский, в — фаменско-раннетурнейский), 7 — Камско-Кинельская (позднефранско-раннетурнейский), 8 — Предкаспийская (а — позднефранский, б — фаменский, в — раннекаменноугольный), 9 — Припятско-Днепровская (а — фаменский, б — предполагаемый раннетурнейский); 10 — компенсационное поднятие (Среднерусский палеосвод); 11 — нефтегазоносные регионы.

Основные современные тектонические элементы крупнейшие: I — Прибалтийская синеклиза, II — Белорусско-Мазурская антеклиза, III — Латвийская седловина, IV — Ладожско-Беломорская моноклиналь, V — Московско-Мезенская синеклиза, VI — Предтимацкий прогиб, VII — Тиманская гряда, VIII — Печорская синеклиза, IX — Предуральский краевой прогиб, X — Волго-Уральская антеклиза, XI — Рязано-Саратовский авлакоген, XII — Прикаспийская синеклиза, XIII — Воронежская антеклиза, XIV — Припятско-Днепровско-Донецкий авлакоген, XV — Украинская антеклиза, XVI — Предкарпатский прогиб; крупные:

проходят практически субпараллельно внешним границам всех вышеуказанных систем ПНТ, то отступая, то приближаясь к ним, а краевые рифовые барьеры (тренды) там, где они присутствуют, являются как бы шарнирными осями, по одну сторону которых развиты крупные КП, а по другую — системы ПНТ.

На раннеконтинентальной стадии указанные системы ПНТ были осложнены частично наложенными на них прогибами, образовавшимися в среднекаменноугольное — раннепермское время. Эти последние расположились на периферическом склоне платформ, образовав единую Донецко-Прикаспийско-Уральскую систему ПНТ. Для нее также характерны краевые рифовые зоны (тренды). Особенностью этой системы являлось то, что центры некомпенсированного прогибания и последующей компенсации смещались во времени с запада на восток: в среднем карбоне и, вероятно, позднее они были максимальными в Донбассе и в Днепровском грабене, а в ранней перми охватили территорию современной Прикаспийской впадины и Южного Предуралья. Процессы компенсации и в этом случае вызвали ответную изостатическую реакцию территории платформы, расположенной за внешними краевыми зонами системы ПНТ, что привело к возникновению нового крупного КП, названного Камско-Донским палеосводом [6]. Он наложился на более древний по времени образования Среднерусский палеосвод и частично перекрыл его границы.

Таким образом, на переходной и раннеконтинентальной стадиях каледонско-герцинского тектонического цикла возникла специфическая структурная позиция, которая в конце этого цикла и, вероятно, в альпийский цикл была преобразована и получила современное выражение. Она оказала решающее влияние на пространственное распределение залежей УВ и в том числе крупных ареалов нефтегазоаккумуляции. Контуры нефтегазоносных территорий, обладающих промышленной нефтегазоносностью, четко определяются в данном случае соотношением контуров КП и ПНТ (см. рисунок). Большинство известных месторождений и ареалов нефтегазоносности располагаются внутри контуров ПНТ. За пределами ПНТ, т. е. в пределах КП, оказываются лишь рассеянные остаточные углеводородные образования, причем степень их концентрации по мере удаления от границ ПНТ убывает, увеличивается роль зоны свободного водообмена, что проявляется в аномальном поведении пластовых вод. Этот показатель очень ярко выражен, например, в районе Рязано-Саратовского прогиба [5], в Казанско-Кажимском прогибе и других зонах. Поэтому граница нефтегазоносных территорий на востоке Русской плиты и смежных с ней регионов согласуется не с современным структурным планом этих регионов, не с древними палеобассейнами вообще, а только с теми из них, которые прошли стадию некомпенсированного прогибания и образовали систему ПНТ (см. рисунок).

←
1 — Некидовский свод, 2 — Восточно-Тиманский мегавал, 3 — Ижма-Печорская впадина, 4 — Печорско-Колвинский авлакоген, 5 — Хорейверская впадина и Варандей-Адзвинская структурная зона, 6 — Косью-Роговская впадина, 7 — Большесынинская впадина, 8 — Верхнепечорская впадина, 9 — Соликамская впадина, 10 — Юрюзано-Сылвенская впадина, 11 — Бельская впадина, 12 — Сысольский свод, 13 — Комипермяцкий свод, 14 — Котельничский свод, 15 — Токмовский свод, 16 — Жигулевско-Пугачевский свод, 17 — Оренбургский свод, 18 — Татарский свод, 19 — Пермско-Башкирский свод, 20 — Днепровская впадина, 21 — Припятская впадина, 22 — Брестская впадина, 23 — Львовская впадина, 24 — Астраханский свод, 25 — Северо-Каспийский свод, 26 — Шукатский свод, 27 — Кзылджарский свод

Выводы, вытекающие из рассмотрения конкретных примеров ПНТ и их влияния на оценку нефтегазоносности, могут иметь значение для многих районов нашей страны, которые находятся в стадии начального изучения потенциальных ресурсов углеводородных залежей, в первую очередь для территории Сибирской платформы.

ЛИТЕРАТУРА

1. *Абдулин А. А.* Геология Казахстана. Алма-Ата: Наука, 1981. 312 с.
2. *Батанова Г. П., Бендерович Л. Ю.* Условия формирования и распространения франского рифогенного комплекса прибортовой зоны Уметовско-Линевской депрессии. — Геология нефти и газа, 1982, № 8, с. 44—47.
3. *Бендерович Л. Ю., Шевченко В. И.* Фаменские рифы и ловушки облекания над ними как перспективные поисковые объекты в Нижнем Поволжье. — В кн.: Поиски и разведка нефтяных и газовых месторождений Прикаспийской впадины и ее обрамления. М., 1981, с. 36—40.
4. *Гарецкий Р. Г., Кирюхин Л. Г., Матвиевская Н. Д.* и др. Глубоководные бассейны Восточно-Европейской платформы. — В кн.: Древние платформы и их нефтегазоносность. М.: Наука, 1981, с. 54—61.
5. *Зингер А. С., Тальнова Л. Д.* Новые данные по гидрохимии нижнекаменноугольных отложений северо-западного обрамления Прикаспийской синеклизы в связи с оценкой их нефтегазоносности. — В кн.: Вопросы геологии Южного Урала и Поволжья. М., 1975, вып. 12, с. 102—109.
6. *Игнатьев В. И.* Формирование Волго-Уральской антеклизы в пермский период. Казань: Изд-во Казан. ун-та, 1976. 256 с.
7. *Кузнецов В. Г., Абражевич Э. В., Слюсаренко В. И.* Нижнекаменноугольные рифовые образования Северного Донбасса и перспективы их нефтегазоносности. — Геология нефти и газа, 1978, № 7, с. 42—46.
8. Литология подсолевого палеозоя Прикаспийской синеклизы / Д. Л. Федоров, В. А. Бабадаглы, С. В. Яцкевич и др. Саратов: Изд-во Саратов. ун-та, 1977. 217 с.
9. *Лукин А. Е., Резников А. И., Кривошеев В. Т., Ларченков А. Я.* О строении карбона Днепровско-Донецкого авлакогена. — Докл. АН СССР, 1980, т. 251, № 1, с. 176—179.
10. *Матвиевская Н. Д.* Нефтегазоносность верхнедевонского карбонатного комплекса Тимано-Печорской провинции. — Геология нефти и газа, 1981, № 3, с. 6—13.
11. *Муратов М. В.* Древние и молодые платформы. — В кн.: Тектоника платформ и тектонические карты в исследованиях Геологического института АН СССР. М.: Наука, 1981, с. 6—97.
12. *Розанов Л. Н.* Динамика формирования тектонических структур платформенных областей. Л.: Наука, 1981. 140 с.
13. *Хаин В. Е., Соколов Б. А.* Нефтегазоносность древних платформ в свете современных тектонических представлений. — В кн.: Древние платформы и их нефтегазоносность. М.: Наука, 1981, с. 3—13.

Л. А. Польштер, А. Б. Чепелюгин, Ю. Ф. Шереметьев,
Г. А. Шереметьева

ФОРМИРОВАНИЕ КРУПНЫХ ЗОН И ПЛОЩАДЕЙ НЕФТЕГАЗОНАКОПЛЕНИЯ В ПАЛЕОЗОЙСКИХ РИФАХ ПРИКАСПИЙСКОЙ СИНЕКЛИЗЫ

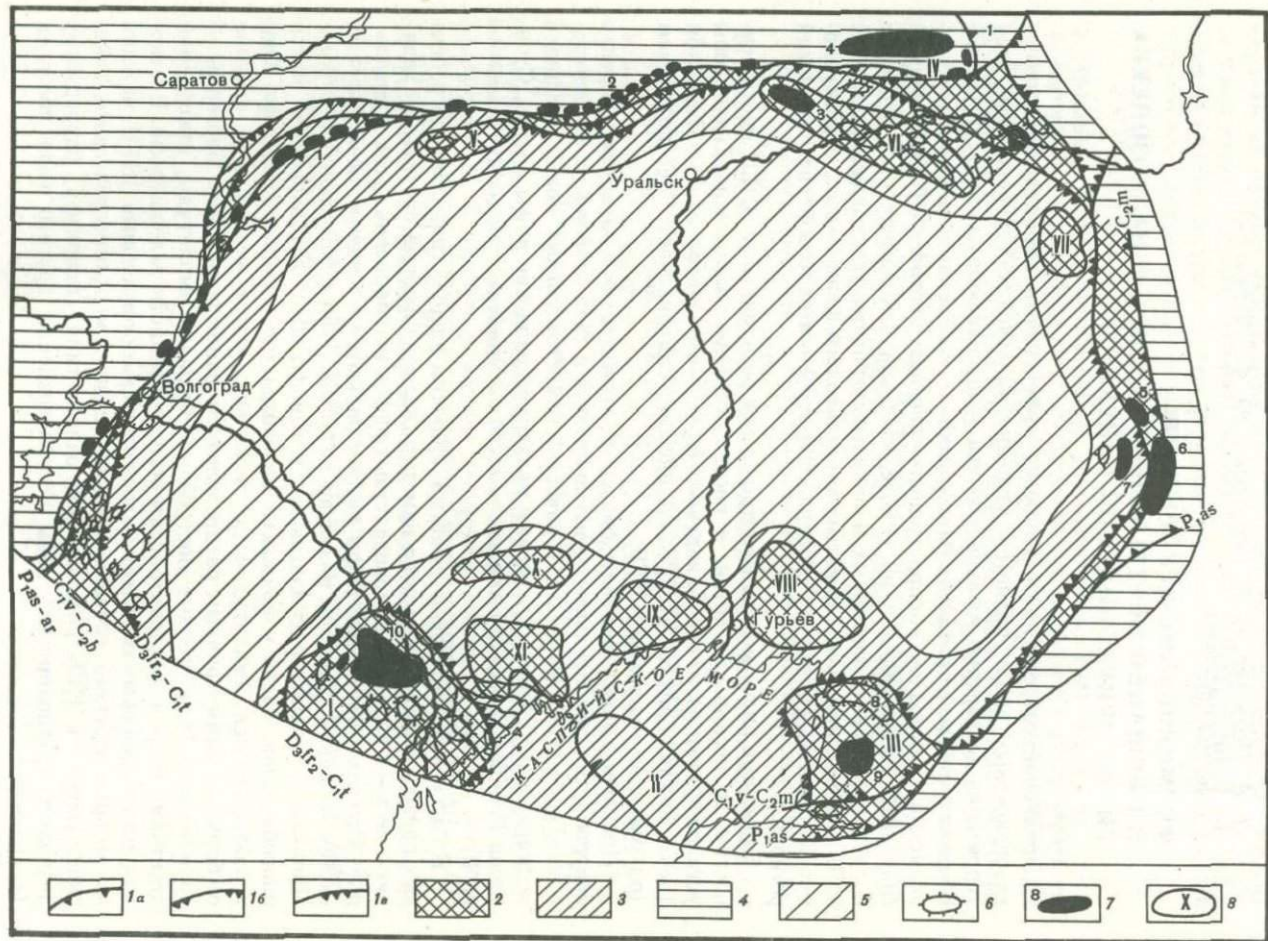
В Прикаспийской синеклизе наиболее эффективным направлением нефтегазопоисковых работ является изучение палеозойских рифов. Для этой территории достоверно установлены три этапа рифообразования: позднедевонско-турнейский, визейско-башкирский и среднекаменноугольно-раннепермский. Прогноз зон распространения рифовых построек в Прикаспийской синеклизе осуществлялся на основе изучения закономерностей строения и распространения барьерных и локальных рифов, установленных в ряде НГБ земного шара, а также анализа литолого-фациальных, структурно-морфологических и других особенностей строения палеозойских отложений региона.

Барьерные рифы местами контролируют региональные ЗНГН протяженностью до нескольких сотен, а иногда и тысяч километров. Такие зоны установлены в Западно-Канадском (средне-верхнедевонские), Пермском (пермско-каменноугольные), Мичиганском (силурийские), Месопотамском (олигоценно-эоценовые) НГБ.

Локальные рифы (пинаклы, биогермы, атоллы), как и барьерные, нередко контролируют значительные скопления нефти и газа. Районы их концентрации могут рассматриваться в качестве самостоятельных зон и площадей нефтегазонакопления. Примерами являются девонские рифы Ледюк, Суон-Хилс, Рейнбоу Западно-Канадского НГБ, силурийские рифы Мичиганского НГБ.

В бассейнах, характеризующихся широким распространением погребенных рифовых построек, можно наметить целые рифовые системы, объединяющие зоны развития разновозрастных рифов как барьерных, так и локальных. При этом барьерные рифы рассматриваются в качестве осей рифовых систем и границ областей развития различных типов локальных построек. Пинаклы и атоллы располагаются в относительно глубоководной части палеобассейна, часто у подножья разновозрастного барьерного рифа. Они характеризуются амплитудой до нескольких сотен метров и в отличие от барьеров симметричным распределением фаций вокруг них. Биогермы — холмовидные органогенные постройки небольшой амплитуды, измеряемой десятками метров, распространены обычно в области палеошельфа. В разновозрастных рифовых системах выделяются самостоятельные ЗНГН, каждая из которых связана с рифами определенного морфогенетического типа. Обнаружение в НГБ рифовых зон одного типа (например, барьерного) позволяет прогнозировать зоны распространения другого типа построек (локального).

Комплексный анализ имеющихся геолого-геофизических данных позволил впервые для всех бортов Прикаспийской синеклизы наметить положение разновозрастных палеозойских барьерных рифов, которые рассматриваются в качестве региональных ЗНГН (рис. 1). Наиболее изучен нижнепермский



барьерный риф, в пределах которого уже открыто несколько месторождений нефти и газа. Девонско-турнейский и визейско-башкирский барьерные рифы изучены значительно слабее. В этих зонах выявлены пока только четыре месторождения — Лободинское, Копанско-Бердянское, Кенкиятское, Жанажол-Кожасайское. Наибольшие перспективы открытия новых месторождений нефти и газа здесь связываются с восточным бортом, где на формирование комбинированных ловушек большое влияние оказали интенсивные тектонические процессы, обусловленные орогенезом Урала. Это привело к увеличению размеров и амплитуды рифовых ловушек. Примером является Жанажол-Кожасайское месторождение, генетически связанное с зоной визейско-башкирского барьера. Ловушка здесь образовалась в результате наложения на полосу рифового коллектора крупной складки амплитудой 400 м.

Знание характера распространения разновозрастных барьерных рифов позволило достаточно обоснованно прогнозировать площади и зоны развития локальных рифов. При этом основное внимание уделялось соотношению краевых частей палеошельфов, трансгрессивно либо регрессивно смещенных относительно друг друга, а также крупным положительным структурным элементам, имеющим морфологическую выраженность в рельефе дна палеобассейна к началу рифообразования.

Во внутренних прибортовых частях синеклизы намечена область широкого распространения высокоамплитудных рифовых построек, в пределах которой выделяются участки максимальной их концентрации. К ним относятся Озинковская и Троицкая приподнятые зоны, Приморский выступ, Астраханский свод и другие структуры, а также седиментационные террасы, образовавшиеся при трансгрессивном смещении разновозрастных барьерно-рифовых уступов.

В случае формирования локальных рифов в пределах крупных структурных элементов можно ожидать унаследованного развития рифовых построек на протяжении всех трех этапов карбонатной седиментации, благоприятных для рифообразования. При этом могли сформироваться рифовые постройки с большой амплитудой, достигающей 2000—2500 м. Такого типа постройки встречены на Карачаганакской площади. Амплитуда ее составляет около 2000 м, высота контролируемой нефтегазоконденсатной залежи — 1500 м.

При формировании локальных рифов на седиментационных террасах можно ожидать их распространения как между барьерными рифами, так и непосредственно над ними в виде надстроек, осложняющих гребневые части. Амплитуда этих надстроек, как и их протяженность, могут быть

←
Рис. 1. Схема распространения палеозойских рифов и связанных с ними зон и площади нефтегазоаккумуляции в Прикаспийской синеклизе

1—2 — зоны и площади нефтегазоаккумуляции, связанные: 1 — с барьерными рифами (а — нижнепермским и московским, б — визейско-башкирским, в — верхнедевонско-турнейским), 2 — с локальными рифовыми постройками на седиментационных террасах и крупных положительных структурных элементах в подсолевом палеозое; 3—5 — области: 3 — концентрации барьерных и высокоамплитудных локальных рифов, 4 — широкого развития малоамплитудных рифовых построек (биогермов и биостромов), 5 — развития отдельных высокоамплитудных рифов; 6 — локальные рифы; 7 — месторождения нефти и газа (1 — Ровенско-Карпенковская группа, 2 — Токаревско-Западно-Тепловская группа, 3 — Карачаганакское, 4 — Оренбургское, 5 — Кенкиятское, 6 — Жанажол-Кожайское, 7 — Урихтау, 8 — Каратон, 9 — Тенгизское, 10 — Астраханское); 8 — крупные положительные структурные элементы (I — Астраханский, II — Северо-Каспийский, III — Приморский, IV — Соль-Илецкий, V — Озинковский, VI — Троицкий, VII — Енбекский, VIII — Байчунасский, IX — Новобогатинский, X — Мынтубинский, XI — Октябрьский)

значительными, что при надежной герметизации кунгурской солью создает благоприятные условия для аккумуляции и консервации крупных скоплений УВ. Подобная постройка амплитудой около 800 м и протяженностью более 70 км выявлена на площади Пустынный-Каратон Приморского выступа. Здесь же открыто Тенгизское нефтяное месторождение, приуроченное к локальному рифовому массиву визейского возраста амплитудой около 1000 м. Высота залежи составляет 800 м.

В центральных частях Прикаспийской палеодепрессии на некоторых участках также могли существовать благоприятные для рифообразования условия, и здесь могут быть встречены отдельные высокоамплитудные рифовые постройки. Во внешних прибортовых частях синеклизы перспективы открытия месторождений нефти и газа связываются с биогермами и биостромами. Участие рифогенных пород в строении крупных тектонических структур может значительно увеличивать емкостные и фильтрационные свойства слагающих их коллекторов.

При планировании геологоразведочных работ обычно учитывается вероятное фазовое состояние УВ в залежах. С помощью историко-генетического метода проведена реконструкция динамики формирования ЗНГН, приуроченных к палеозойским рифам. В качестве основных источников питания УВ рифовых ловушек приняты карбонатно-глинистые породы доманикового типа девона, карбона и перми.

В качестве примера рассмотрим формирование залежей УВ барьерных и локальных рифов северного борта по линии Карачаганак—Кардаилевская. Наиболее важные моменты в геологической истории и эволюции катагенетической зональности представлены на рис. 2. К началу кунгурского времени нефтегазоматеринские отложения подсолевого палеозоя, несмотря на относительно большие глубины их залегания, не достигли условий ГЗН. Это объясняется существованием во внутренней части бортовой зоны глубокого (до 2 км) морского бассейна, смягчавшего температуру недр в докунгурских толщах. Вступление пород в ГФН произошло лишь в конце кунгура—начале поздней перми, после накопления мощных соленосных толщ и резкого прироста температуры в осадочной толще докунгурского бассейна. На этом этапе (поздний протокатагенез и начало мезокатагенеза) началось поступление в ловушки газообразных УВ (преимущественно метана) и первых порций нефти. Некоторая часть газа при этом была растворена в воде и нефти, а большая часть осталась в свободном состоянии. В результате могли быть сформированы лишь газовые залежи с небольшой нефтяной оторочкой.

К концу основного прогибания, т. е. к концу триаса, породы подсолевого палеозоя прошли ГФН и достигли условий позднего мезокатагенеза. На этом этапе генерировались основная масса нефти и дополнительные порции метана и его гомологов. Существовавшие ранее газовые залежи трансформировались в нефтегазовые (нефтегазоконденсатные).

Начиная с юры и по настоящее время заметного тектонического прогибания и, следовательно, прироста температуры не происходило. Однако формирование залежей продолжалось за счет новых порций газа, выделившегося из нефти и пластовых вод в свободное состояние в результате снижения пластовых температуры и давления. В Карачаганакской ловушке соотношение жидких и газообразных УВ в ходе геологической истории складывалось в пользу газовых компонентов. Чтобы полностью заполнить ловушку, достаточно было количества газа, генерированного в прилегающих

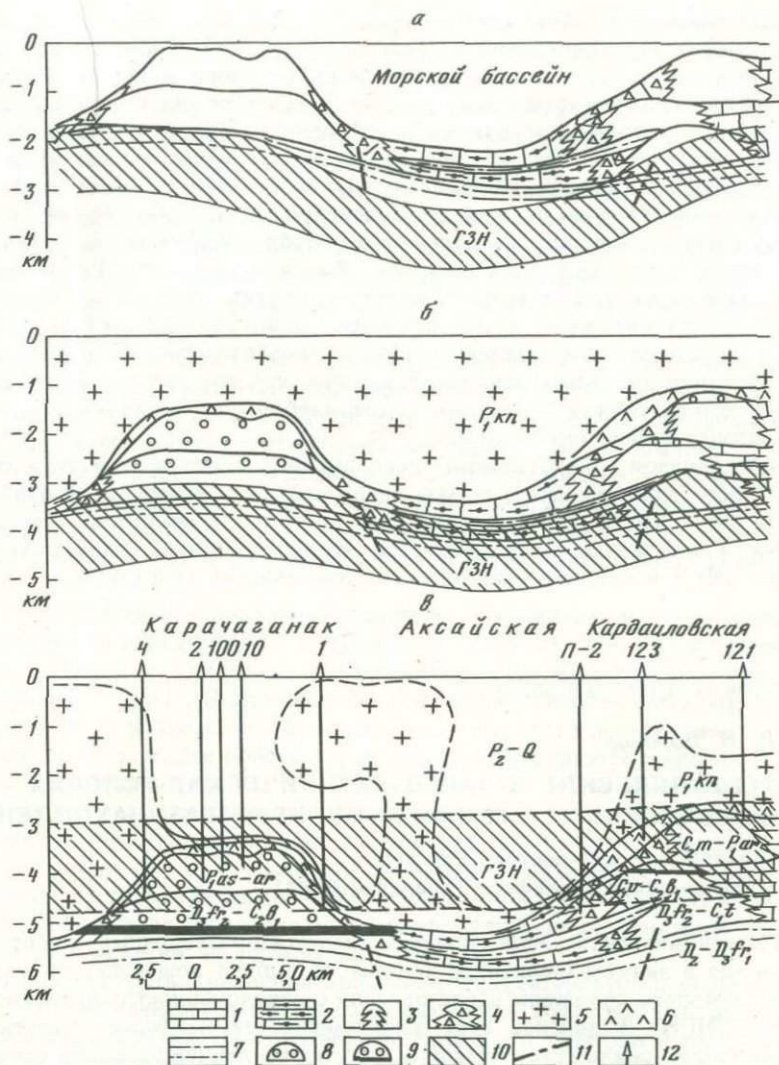


Рис. 2. Палеотектонические профили северного борта Прикаспийской синеклизы по линии Карачаганак—Кардаилловская (а — к началу кунгура, б — к началу поздней перми, в — современный этап)

1—7 — породы: 1 — карбонатные шельфовые, 2 — глинисто-карбонатные депрессионные, 3 — рифогенные, 4 — рифогенные обломочные, 5 — галогенные, 6 — ангидриты, 7 — терригенные; 8—9 — залежи: 8 — газоконденсатные, 9 — газоконденсатные с нефтяной оторочкой; 10 — ГЗН (пунктир — реликтовая); 11 — предполагаемые тектонические нарушения; 12 — скважины

одновозрастных нефтегазоматеринских породах с площади шириной 5—7 км. На глубинах порядка 5100—5200 м возможно обнаружение значительной нефтяной оторочки. Учитывая близость источников питания УВ, коэффициент аккумуляции нефти здесь может быть достаточно высоким.

Анализ эволюции нефтегазообразования и нефтегазонакопления в палеозойских рифах Прикаспийской синеклизы, выполненный как на рассмотренном выше участке, так и на других площадях, показывает, что нижнепермский барьерный риф перспективен для поисков главным образом газоконденсатных залежей; в нижнесреднекаменноугольном рифе наиболее вероятно обнаружение газоконденсатно-нефтяных, а в девонско-турнейском — нефтяных залежей. На больших глубинах в силу господства АВПД и высоких температур нет условий для выделения газа в свободное состояние. Поэтому рифовые ловушки, расположенные глубже 5500 м, весьма перспективны для поисков нефтяных залежей. Фазовое состояние УВ в более высоко расположенных ловушках во многом будет зависеть от качества покрышек. При надежных их изолирующих свойствах ловушки будут содержать газоконденсатные залежи, в ряде случаев с нефтяными оторочками. При отсутствии надежных для газа покрышек, как это имеет место на восточном и юго-восточном бортах синеклизы, наиболее вероятно обнаружение газонефтяных и нефтяных залежей.

Таким образом, значительный генерационный потенциал материнских пород, достаточно высокая степень зрелости ОВ, близость источников питания УВ к зонам их аккумуляции, наличие высокочемических коллекторов, ловушек и надежных покрышек — все это способствует формированию крупных ЗНГН в палеозойских рифах Прикаспийской синеклизы.

УДК 553.98.061.3: [551.24 + 551.248.1]

Н. И. Воронин

ТЕКТОНИЧЕСКИЕ И ПАЛЕОТЕКТОНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ ФОРМИРОВАНИЯ КРУПНЫХ ЗОН НЕФТЕГАЗОНАКОПЛЕНИЯ

**(на примере юго-востока Русской
и северо-запада Скифско-Туранской плит)**

Геолого-экономическая эффективность поисково-разведочных работ на нефть и газ в значительной мере зависит от выбора поисковых объектов, в основу которого положены представления о закономерностях размещения крупных ЗНГН. Выяснение этих закономерностей наиболее объективно возможно на историко-генетической основе, позволяющей раскрыть процесс формирования и консервации залежей нефти и газа на протяжении всей истории геологического развития.

Известно, что размещение ЗНГН контролируется совокупностью комплекса геологических факторов. Однако по мнению автора, влияние тектонических и палеотектонических факторов на формирование крупных ЗНГН Прикаспийской впадины и прилегающих районов эпигерцинской платформы происходит при благоприятном сочетании других факторов: литолого-фациальных, геохимических, гидрогеологических, термобарических и других, контролирующих нефтегазообразование и нефтегазонакопление в седиментационных бассейнах.

Молодая платформа хорошо изучена бурением и сейсморазведкой. Значительная часть выявленных поднятий разбурена, обнаружен ряд месторождений нефти и газа, часть ловушек, расположенных в непосредственной

близости от месторождений, оказалась обводненной. Здесь установлен ряд крупных положительных структур (Бузгигский свод, Цубукско-Промысловский вал, Бузачинский свод и др.), которые характеризуются различным распространением в их пределах залежей нефти и газа. В отдельных случаях залежи отсутствуют, несмотря на большие емкостные возможности ловушек и благоприятные геологические условия.

Прикаспийская впадина относится к числу важнейших регионов страны, где сосредоточены значительные потенциальные ресурсы УВ. В последние годы здесь открыт в подсоловом палеозое ряд месторождений газоконденсата и нефти (Астраханское, Карачаганакское, Жанажольское, Кенкиякское и Тенгизское). В непосредственной близости от борта впадины расположено Оренбургское газоконденсатное месторождение.

Распределение ЗНГН определяется морфологией и размещением локальных поднятий, являющихся непосредственным вмещителем залежей нефти и газа. В пределах исследуемой территории локальные поднятия имеют размеры в пределах 5×10 — 10×25 км, амплитуда их обычно составляет 100—150 м; характеризуются пологими (1—2°, реже до 4°) углами. Близкие морфологические особенности свойственны локальным поднятиям других платформ. По данным [10], они имеют в большинстве случаев углы наклона крыльев до 2°, амплитуды колеблются в пределах 20—60 м, реже достигают 200 м.

Пространственно локальные поднятия, группируясь в целые зоны, расположены в определенных структурных условиях. Они приурочены преимущественно к участкам, где величины регионального наклона резко уменьшаются до 1°. В Прикаспийской впадине наиболее четко выраженной структурой по подсоловому комплексу является Астраханский свод. По оконтуривающей изогипсе 6500 м отражающего горизонта Π_2 (кровля башкирских известняков) он имеет размеры 210×180 км и амплитуду 2500 м. Вершина свода, к которой приурочено уникальное Астраханское газоконденсатное месторождение, заметно уплощена, величина регионального наклона уменьшается до 1°. Локальные поднятия приурочены к центральной части свода, их амплитуда составляет 100—150 м и углы падения на крыльях 1—2°. На крыльях свода, где происходит увеличение регионального наклона до 3—4°, поднятия не установлены (рис. 1).

Бортовая часть Прикаспийской впадины характеризуется значительными (до 10°) величинами регионального наклона и почти полным отсутствием локальных поднятий. Поэтому неудивительно, что длительные геофизические работы не привели здесь к открытию локальных поднятий. Обнаруженные единичные структуры имеют небольшие ($3-4 \times 2-3$ км) размеры. По мере приближения к внутренней части впадины величины регионального наклона резко сокращаются и здесь намечается ряд локальных поднятий (Аршань-Зельменское, Обильненское, Карачаганакское и др.).

В пределах мегавала Карпинского локальные поднятия обнаружены на участках, где величина регионального наклона составляет около 1°. Наибольшая плотность структур приурочена к сводовой части мегавала Карпинского (Цубукско-Промысловский вал, Таук-Унгурское поднятие). На крыльях мегавала количество локальных поднятий уменьшается. Южное крыло мегавала моноклинально погружается под углом 1°30'—2°, в его пределах локальные поднятия установлены лишь в районе Краснокамышанского вала, где величина регионального наклона уменьшается до 1°. Севернее и южнее

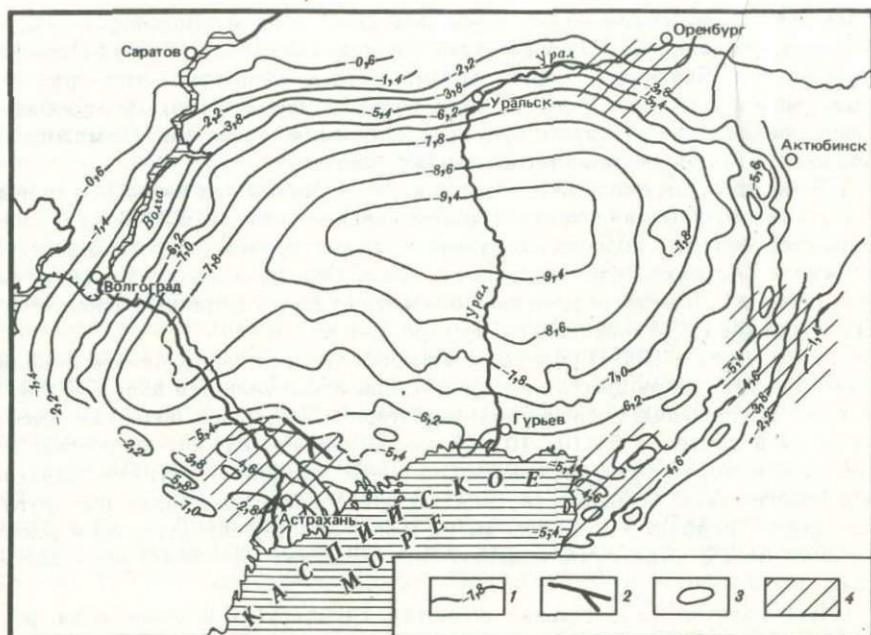


Рис. 1. Схематическая структурная карта поверхности подсолевого палеозойского комплекса Прикаспийской впадины

1 — изогонсы, км; 2 — тектонические нарушения; 3 — локальные поднятия; 4 — зона нефтегазоаккумуляции

Этого участка структур не обнаружено, зафиксированы лишь небольшие структурные носы.

Такое специфическое распределение локальных поднятий в зависимости от величины регионального наклона характерно и для других платформенных районов. В пределах Предкавказья локальные поднятия в палеогеновых отложениях распространены там, где величина регионального наклона небольшая (до $1^{\circ}30'$), а на участках Кубанского и Терско-Кумского прогибов возрастает величина (свыше 3°) регионального наклона и локальные поднятия в этих отложениях исчезают [11, 2].

ДДВ характеризуется более крутым залеганием пород на бортах относительно ее центральной части. И здесь отмечается близкая картина. В. А. Витенко, Б. П. Кабышев [3], занимавшиеся изучением локальных поднятий, пришли к выводу, что «... крупные поднятия располагаются в осевой части впадины (Солоховское, Бельское, Почарщинское, Шебелинское и др.), а в краевых зонах чаще развиты мелкие поднятия» (с. 131).

По данным Г. А. Габриэлянца [5], в районе Центральных Каракумов наибольшее число структур обнаружено в центральной части Центрально-каракумского свода, где величина регионального наклона менее 1° , а углы падения крыльев локальных поднятий около 1° — $1^{\circ}30'$. В южном направлении в сторону Предкопетдагского прогиба вследствие увеличения регионального наклона локальные поднятия исчезают.

Таким образом, региональные наклоны являются индикаторами развития антиклинальных ловушек. С возрастанием величины регионального на-

клона ($3-5^\circ$ и более) сокращается количество локальных поднятий, уменьшается их объем как ловушек нефти и газа.

В полном соответствии с вышеизложенным находится и распределение ЗНГН. Все выявленные зоны (Астраханская, Оренбургская, Карачаганакская, Жанажольская и др.) приурочены к вершинам и склонам крупных положительных тектонических элементов (своды, валы). Причем наиболее крупные ЗНГН (Астраханская, Оренбургская) установлены на вершинах крупных структур, где зоны локальных поднятий наиболее рельефно выражены и характеризуются большими амплитудами. Именно к этим зонам и приурочены основные разведанные запасы УВ.

Анализ влияния морфологических особенностей структур на размещение залежей нефти и газа показывает, что в Прикаспийской впадине практически все выявленные месторождения нефти и газа приурочены к погребенным поднятиям, которые не прослеживаются в надсолевом комплексе, а в пределах молодой платформы — в основном к сквозным поднятиям. Крупные и высокоамплитудные локальные поднятия являются преимущественно продуктивными, среди мелких и малоамплитудных структур преобладают пустые. Последнее вполне естественно и объясняется тем, что для того чтобы могли сформироваться ловушки для залежей нефти и газа, необходимо превышение угла наклона крыла структурной ловушки над региональным подъемом для газоконденсатных месторождений в 2—2,5 раза, а для нефтяных при плотности нефти $0,8 \text{ г/см}^3$ — в 5 раз.

Тектонические нарушения в пределах рассматриваемых зон имеют ограниченное распространение и не оказали определенного влияния на характер распределения залежей нефти и газа и соответственно формирование ЗНГН.

Анализ размещения залежей нефти и газа показал, что формирование месторождений УВ в регионально нефтегазоносных комплексах происходит повсеместно. Плотность запасов в различных частях структур неодинакова. В отдельных случаях при наличии больших ловушек и благоприятных геологических условий в них накопились лишь небольшие залежи нефти и газа, местами залежи вообще отсутствуют. Примером может служить сводовая часть мегавала Карпинского. В юрском и нижнемеловом комплексах здесь содержатся мощные (до 150 м) пласты-коллекторы, перекрытые глинистыми покрывками. Размеры ловушек $120 \times 15-100 \times 50$ км, амплитуды достигают 150—250 м, тем не менее в них установлены небольшие месторождения нефти и газа, основной объем ловушек заполнен водой. В то же время в близких геологических условиях ловушки Узень-Жетыбайской ЗНГН почти до замка заполнены нефтью и газом. Такое явление характерно и для других нефтегазоносных районов нашей страны и за рубежом. По данным М. Хелбути, некоторые крупные структуры в бассейне Кук-Иллет-Кеная Аляски не содержат углеводородных скоплений, так как они сформировались уже после окончания процессов миграции углеводородов в бассейне.

Таким образом, одного, хотя и очень важного, структурного фактора недостаточно для выяснения закономерностей размещения крупных ЗНГН. Необходимо знать палеотектонические условия их формирования. В связи с этим рассмотрим время и условия формирования Астраханской и Оренбургской зон газонакопления, являющихся наиболее крупными и содержащими в себе гигантские запасы газоконденсата.

Выполненные палеотектонические реконструкции свидетельствуют о том, что уже в раннепалеозойское время Астраханский свод выделялся в виде положительной структуры. В позднедевонское время отмечается ослабление структурной дифференциации и происходит накопление преимущественно карбонатного материала. В раннекаменноугольную эпоху сохранилась палеотектоническая и палеогеографическая обстановки, унаследованные от позднедевонского этапа. По-прежнему наблюдается карбонатная седиментация на фоне равномерного прогибания морского дна. В отдельные периоды (тульско-бобриковское время) свод испытывал воздымание, в результате чего прекращалась седиментация и широкое развитие получали денудационные процессы.

В башкирский век и позднекаменноугольную эпоху продолжалось прогибание Астраханского свода со скоростью 15—25 м/млн. лет. Наиболее высокое гипсометрическое положение занимала восточная часть Астраханского свода, где мощность башкирских отложений сокращена почти в 2 раза по сравнению с остальными участками свода. На рубеже позднекаменноугольной и раннепермской эпох происходило интенсивное воздымание Астраханского свода. В центральной части его были полностью размыты отложения верхнего карбона, московского и частично башкирского ярусов. В это время был сформирован Астраханский свод в очертаниях, близких к современным (рис. 2). Размеры палеосвода составляли 150 × 100 км, амплитуда достигала 2 км.

Башкирские и нижнекаменноугольные отложения обогащены сапропелевым ОВ. Содержание $C_{орг}$ составляет 0,1—1,9 %, а хлороформенного битумоида — 0,0025—0,33 %. В прилегающем обширном Сарпинском мегапрогибе рассматриваемые отложения находились уже в конце позднего карбона в термобарических условиях, благоприятных для протекания нефтегазогенерирующих процессов. Палеотемпературы недр достигали 60—110 °С, принимая средний палеотемпературный градиент равным современному (2,9 °С/100 м) и глубину погружения в центральной части мегапрогиба 2,5—4 км. Что же касается отложений московского яруса и верхнего карбона, то они еще не вошли в зону проявления ГФН. В результате эрозионных процессов могли быть разрушены залежи нефти и газа в башкирских и газа в верхнекаменноугольных образованиях. О следах разрушения нефтяной залежи свидетельствует повышенное содержание битума, а также значительное (15,5 %) содержание неперегоняемого остатка в конденсате, полученном при испытании башкирской залежи.

В керне подсолевого карбонатного комплекса под микроскопом четко видны следы окисленной нефти. Поэтому при испытании скв. 1 Ширяевской были получены притоки пластовой воды с пленкой нефти, несмотря на благоприятные промыслово-геофизические данные. Наличие серы в керне и шламе башкирских известняков Ширяевской и Долгожданной площадей свидетельствует об окислительной обстановке.

В сакмарско-артинское время Астраханский свод вновь испытывал прогибание. Причем скорость прогибания дна бассейна значительно опережала скорость накопления осадков, и в связи с этим создавались условия некомпенсированного прогибания. Роста Астраханского свода в этот отрезок времени не наблюдалось.

В кунгурский век отмечалось ослабление структурной дифференциации.

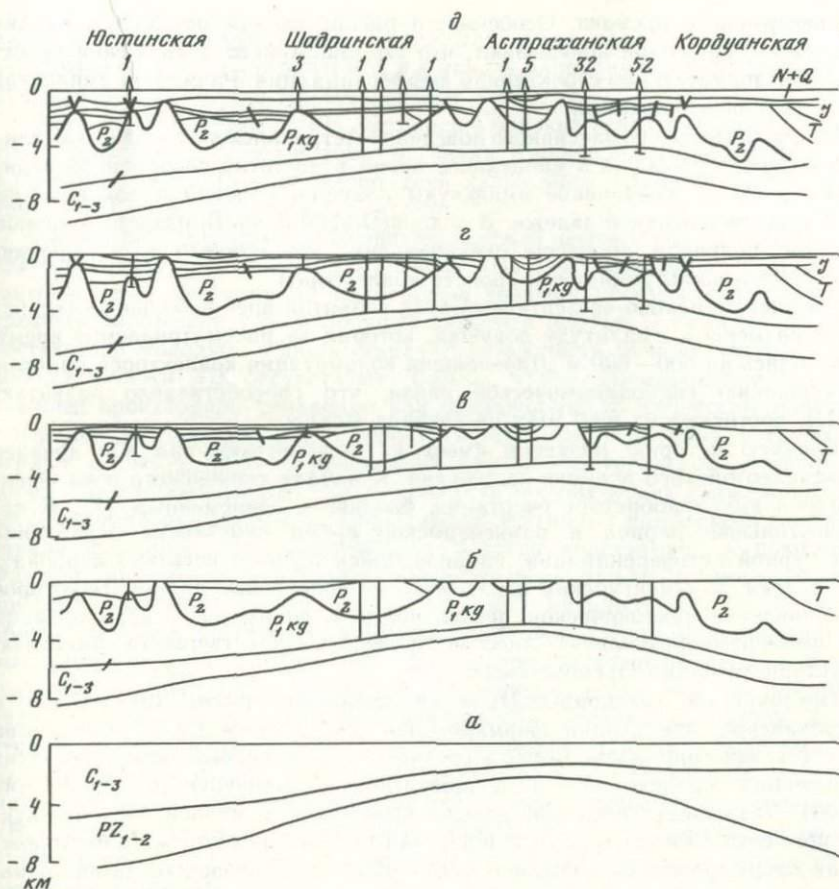


Рис. 2. Современный и палеотектонические профили Астраханского свода к началу: а — раннепермской эпохи, б — юрского периода, в — раннемеловой эпохи, г — акчагыльского века, д — к современному периоду (составил Н. И. Воронин)

Накапливалась преимущественно галогенная толща, а Астраханский свод уже формировался.

Позднепермский этап развития не внес принципиальных изменений в ранее сформировавшийся палеоструктурный план. Происходило накопление мощной (до 2800 м) терригенной, преимущественно глинистой красноцветной толщи.

На рубеже поздней перми и триаса произошла активизация восходящих тектонических движений, амплитуда свода возросла на 100 м. Именно в это время отмечается формирование Астраханского газоконденсатного месторождения. С указанным периодом связано начало региональной миграции УВ из области их генерации — Сарпинского мегапрогиба, в котором комплекс нефтегазопроизводящих пород (башкирские, нижнекаменноугольные, верхнедевонские) погрузился на глубину 5,0—7,0 км и вступил в главную фазу газообразования (см. рис. 2).

Триасовый этап развития унаследовал палеотектоническую обстановку

позднепермского времени. Особенности распределения мощностей юрских и меловых отложений показывают, что на общем фоне погружения происходила незначительная структурная дифференциация. Размеры и амплитуда свода остались прежними.

После длительного пассивного поведения Астраханского свода его амплитуда возросла на 500 м в миоценовое время и достигла современной величины — 2500 м. Увеличение амплитуды ловушки привело к локализации в ней газоконденсатной залежи. В водонасыщенной части разреза широкое развитие получили процессы окварцевания, что привело к ухудшению емкостных и фильтрационных свойств коллекторов.

Позднеплиоценово-четвертичный этап развития внес небольшие изменения в размеры и амплитуду ловушки, которая за рассматриваемое время погрузилась на 500—600 м. Дальнейшая кольматация коллекторов привела к ухудшению гидродинамической связи, что способствовало развитию АВПД, достигающих 63,0 мПа на глубине 4000 м.

Близкую историю развития имеет и Оренбургский вал. Он древнее раннепалеозойского времени заложения. К началу турнейского века Оренбургский вал приобретает очертания, близкие к современным [7]. В каменноугольный период и раннепермское время отмечается ослабление структурной дифференциации, накапливались преимущественно карбонатные осадки, а в кунгурский век — мощные соленосные толщи. Некоторое возобновление тектонической деятельности к концу визейского времени и в позднекаменноугольную эпоху не привело к существенному изменению структурного плана Оренбургского вала.

Оренбургское газоконденсатное месторождение имеет, так же как и Астраханское, две стадии формирования. По данным С. П. Максимова и др. [9], «формирование нефти в среднекаменноугольных—нижнепермских отложениях происходило в позднеартинское—раннекунгурское время» (с. 30). Разрушение нефтяной залежи произошло во второй половине кунгурского века. Основная газоконденсатная залежь Оренбургского месторождения сформировалась в позднем мелу—раннем палеогене, когда интенсивное воздымание бортовой зоны Прикаспийской впадины способствовало выделению «огромного количества газа из подземных вод и накоплению его в отложениях нижней перми, среднего и нижнего карбона, девона» [9, с. 31].

Карачаганакская и Жанажольская ЗНГН прошли сходную историю геологического развития. Ловушки в очертаниях, близких к современным, были сформированы уже в палеозойское время до начала массовой миграции УВ. Отмечается унаследованное их развитие в последующие этапы. Прослеживается постоянство региональных наклонов и отсутствие дизъюнктивных нарушений в их пределах.

Бузгинская и Цубукско-Промысловская ЗНГН претерпели сложную историю геологического развития. В юрский период они испытывали интенсивное прогибание, в их пределах формировались максимальные (до 900 м) мощности. В течение всего мелового периода палеотектонические соотношения не претерпели существенных изменений. Наиболее активное прогибание по-прежнему приурочено к Бузгинской и Цубукско-Промысловской зонам.

Почти на протяжении всего палеогенового периода происходит дальнейшее развитие ранее заложившихся палеоструктурных элементов. Лишь только в конце майкопского времени в результате интенсивных восходящих тектонических движений территория претерпела значительные структурные перестройки. Область наибольшего подъема приурочена к Бузгинской и Цу-

букско-Промысловской зонам. Произошла смена региональных наклонов на противоположное направление, и к началу плиоцена были сформированы Бузгинская и Цубукско-Промысловская ЗНГН.

Жетыбай-Узенская ЗНГН, находясь в близких геологических условиях, что и вышерассмотренные зоны мегавала Карпинского, заложилась уже в юрский период. На протяжении всей дальнейшей геологической истории происходит ее унаследованное развитие.

Сопоставляя характер размещения залежей нефти и газа и особенности палеотектонического развития отдельных ЗНГН, четко видно влияние палеотектонических факторов на размещение залежей нефти и газа. В зонах древнего заложения объем ловушек заполнен нефтью и газом почти полностью, а в молодых — лишь незначительная часть объема ловушек либо вообще залежи УВ отсутствуют. Важно, чтобы формирование крупных ловушек происходило синхронно или предшествовало процессам массовой генерации и миграции УВ. Скорость прогибания и глубина погружения играют основную роль в реализации нефтегазоматеринского потенциала пород и формировании ЗНГН. Стабильность тектонических движений в процессе седиментации основных нефтегазопродуктивных комплексов способствовала формированию выдержанных пластов коллекторов и покрышек. Факторы, определявшие формирование крупных ЗНГН: 1. Формирование крупных палеоловушек до начала основной миграции УВ. 2. Развитие вблизи ловушек обширных областей генерации УВ, характеризующихся высокими скоростями прогибания, длительностью этого процесса и значительными погружениями нефтегазопроизводящих толщ. Все это предопределило почти полную реализацию нефтегазового потенциала пород. 3. Постоянство региональных наклонов, значительные (до 10°) величины его падения. Почти полное отсутствие дизъюнктивных нарушений на путях миграции, что обеспечивало быстрое поступление значительного количества УВ. 4. Стабильность тектонических движений, унаследованность в развитии. 5. Отсутствие или незначительное развитие мелких локальных поднятий на путях миграции УВ.

ЛИТЕРАТУРА

1. Бакиров А. А. Геологические основы прогнозирования нефтегазоносности недр. М.: Недра, 1973. 332 с.
2. Буриштар М. С., Машков И. В. Условия формирования и закономерности размещения залежей нефти и газа. М.: Недра, 1963. 256 с.
3. Витенко В. А., Кабышев Б. П. История развития и нефтегазоносность структур Днепровско-Донецкой впадины. М.: Недра, 1977. 187 с.
4. Воронин Н. И. Особенности развития Астраханского свода. — Геология нефти и газа, 1980, № 5, с. 33—38.
5. Габриэлянц Г. А. Геология и газоносность Центральных Каракумов. М.: Недра, 1965. 142 с.
6. Геология гигантских месторождений. М.: Мир, 1973. 429 с.
7. Макарова С. П., Макаров Г. В., Мельникова Н. А., Шутов Г. Я. К истории развития Оренбургского вала. — Геология нефти и газа, 1973, № 2, с. 68—71.
8. Максимов С. П. Закономерности размещения и условия формирования залежей нефти и газа. М.: Недра, 1964. 468 с.
9. Максимов С. П., Ларская Е. С., Сухова А. Н. Стадийность образования Оренбургского газоконденсатного месторождения. — Геология нефти и газа, 1979, № 2, с. 26—32.
10. Сравнительный анализ нефтегазоносности и тектоники Западно-Туранской и Туранско-Скифской плит / В. Д. Наливкин, В. А. Дедеев, В. В. Иванцова и др. Л.: Недра, 1965. 322 с. (Тр. ВНИГРИ; Вып. 236).
11. Шарданов А. Н., Никифоров В. И. Геологическая история строения Ейско-Березанского района Скифской платформы. — Тр. КФВНИ, 1959, вып. 1, с. 118—137.

СОДЕРЖАНИЕ

Предисловие	3
<i>Максимов С. П., Лаврушко И. П.</i> Состояние проблемы условий формирования крупных зон нефтегазонакопления	5
<i>Федоров Д. Л.</i> Предпосылки формирования крупных зон нефтегазонакопления на стыках древних и молодых плит	20
<i>Соколов Б. А.</i> Роль очагов нефтегазообразования в формировании крупных зон нефтегазонакопления	26
<i>Кунин Н. Я., Мазур В. Б., Островский М. И.</i> Особенности строения земной коры и закономерности размещения крупных зон нефтегазонакопления в Центральной Евразии	33
<i>Калинко М. К.</i> Комплекс признаков зон крупного нефидонакопления	36
<i>Ермаков В. И., Старосельский В. И., Хенвин Т. И.</i> Геолого-геохимические критерии распределения полезных компонентов природного газа в крупных зонах газонакопления	40
<i>Кучерук Е. В., Алиева Е. Р.</i> Геодинамическая эволюция осадочных бассейнов и формирование крупных зон нефтегазонакопления	45
<i>Аксенов А. А., Голов А. А., Кирюхин Л. Г., Пайразян В. В., Размышляев А. А.</i> Генетические предпосылки формирования крупных скоплений углеводородов в подсолевых отложениях	51
<i>Мальцева А. К.</i> Возможности формирования зон нефтегазонакопления неантиклинального типа в юрских формациях эпипалеозойских плит СССР	56
<i>Максимов С. П., Соловьев Б. А., Ботнева Т. А.</i> Условия формирования месторождений углеводородов подсолевого комплекса Прикаспийского бассейна, прогноз их фазового состояния и качественного состава	61
<i>Джумагалиев Т. Н., Утегалиев С. У.</i> Зоны нефте- и газонакопления подсолевого комплекса Прикаспийской впадины	69
<i>Кайдалов В. И., Жуков И. М., Шендерович Д. М.</i> Ступени моноклиналей — элементарная структурная основа зон нефтегазонакопления (на примере юго-востока Восточно-Европейской платформы)	76
<i>Навроцкий О. К., Тальнова Л. Д., Сидоров И. Н., Долгова Г. С., Орешкин И. В., Былинкин Г. П.</i> Геохимические и гидрогеологические условия генерации и накопления углеводородов в подсолевых отложениях Прикаспийской впадины	81
<i>Огаринов И. С., Яруллин К. С., Романов В. А., Утопленников В. К.</i> Зоны нефтегазонакопления в вендско-рифейских образованиях на юго-востоке Русской плиты и направления поисково-разведочных работ	88

<i>Проворов В. М.</i> Роль узловых локальных поднятий в формировании крупных зон нефтегазонакопления	94
<i>Аширов К. Б., Аширова Г. К., Абрамова Л. М., Федосова О. И., Цивинская Л. В., Белерова В. А., Данилова В. И., Исаев В. Н.</i> О необходимых условиях и механизме формирования газовых и газоконденсатных месторождений	100
<i>Романюк А. Ф., Суббота М. И., Ильченко В. П.</i> Гидрогеологические особенности формирования крупных нефтегазоносных зон	104
<i>Лапчинский Ю. Г., Нестеренко С. П., Иванов Г. П.</i> Особенности формирования крупных зон нефтегазообразования в юго-восточной части Днепровско-Донецкой впадины	107
<i>Савченко В. И.</i> Строение и нефтегазоносность нижних структурных горизонтов Припятско-Донецкого региона	114
<i>Марковский Н. И.</i> Палеогеографический прогноз крупных зон нефтегазоаккумуляции	122
<i>Ильин В. Д., Немченко Н. Н., Такаев Ю. Г., Крамаренко Г. А.</i> Особенности формирования крупной зоны нефтегазоаккумуляции на севере Западной Сибири	126
<i>Ботнева Т. А., Шулова Н. С.</i> Особенности состава нефтей крупных зон нефтегазоаккумуляции	130
<i>Амурский Г. И., Соловьев Н. Н.</i> Тектонодинамическая модель формирования Даулетабадского газового месторождения	136
<i>Близниченко С. И., Перехода А. С.</i> Палеоструктурные условия формирования залежей нефти и газа в Среднекаспийском бассейне	142
<i>Ломако П. М.</i> Условия формирования и размещения крупных зон сероводородсодержащего газа	147
<i>Большаков Ю. Я.</i> Возможная модель формирования залежей нефти в глинистых толщах	151
<i>Эллерн С. С.</i> Прогибы некомпенсированного типа платформ и их роль в формировании нефтегазоносных регионов и крупных зон нефтегазоаккумуляции	157
<i>Польстер Л. А., Чепелюгин А. Б., Шереметьев Ю. Ф., Шереметьева Г. А.</i> Формирование крупных зон и площадей нефтегазоаккумуляции в палеозойских рифах Прикаспийской синеклизы	163
<i>Воронин Н. И.</i> Тектонические и палеотектонические условия формирования крупных зон нефтегазоаккумуляции (на примере юго-востока Русской и северо-запада Скифско-Туранской плит)	168

Максимов С. П., Лаврушко И. П. Состояние проблемы условий формирования крупных зон нефтегазоаккумуляции. — В кн.: Условия формирования крупных зон нефтегазоаккумуляции. М.: Наука, 1985.

Обобщены материалы исследований советских и зарубежных ученых, раскрывающие закономерности формирования крупных зон нефтегазоаккумуляции. Дана оценка роли региональных и локальных факторов, обуславливающих концентрацию крупных скоплений УВ. Охарактеризованы критерии возможности формирования либо крупных нефтяных, либо крупных газовых месторождений. Определены главные направления дальнейших исследований, которые будут способствовать раскрытию законов формирования крупных ЗНГН и решению рассматриваемой проблемы в целом. Поставлены конкретные задачи по выяснению условий формирования крупных ЗНГН в Восточной Сибири, Прикаспийской впадине и Тимано-Печорской провинции, решение которых должно повысить эффективность поисково-разведочных работ на нефть и газ в этих районах.

Библиогр. 28 назв.

Федоров Д. Л. Предпосылки формирования крупных зон нефтегазоаккумуляции на стыках древних и молодых плит. — В кн.: Условия формирования крупных зон нефтегазоаккумуляции. М.: Наука, 1985.

На примере зоны сочленения Прикаспийской впадины Восточно-Европейской эпикарельской платформы и Скифско-Туранской эпиварисской плиты показано исключительно благоприятное для нефтегазоаккумуляции сочетание в разрезе генерирующих, аккумулирующих и экранирующих формаций. На основе формационного анализа создана серия седиментационных моделей развития рассматриваемой территории от среднего девона (живетский этап) до артинского века перми включительно.

Библиогр. 5 назв.

Соколов Б. А. Роль очагов нефтегазообразования в формировании крупных зон нефтегазоаккумуляции. — В кн.: Условия формирования крупных зон нефтегазоаккумуляции. М.: Наука, 1985.

Обязательным условием формирования крупных ЗНГН является совпадение последних с очагами нефтегазообразования в пространстве. По времени образования зоны должны предшествовать началу генерации УВ очагом. Интенсивное прогибание способствует интенсивности образования УВ и появлению трещин раздвижения, способствующих их вертикальной миграции.

Ил. 3. Библиогр. 5 назв.

Кунин Н. Я., Мазур В. Б., Островский М. И. Особенности строения земной коры и закономерности размещения крупных зон нефтегазоаккумуляции в Центральной Евразии. — В кн.: Условия формирования крупных зон нефтегазоаккумуляции. М.: Наука, 1985.

Дифференцированным анализом строения земной коры и нефтегазоносности Центральной Евразии установлены закономерные соотношения. Зоны крупного нефтегазообразования и нефтегазоаккумуляции приурочены к длительно прогибавшимся впадинам Баренцево-Персидского пояса, включая Западную Сибирь, Предуралье, Прикаспий. Формирование впадин, наполнение их осадками, преобразование ОВ в скопления УВ проходило в условиях «утоенной» океанической или брекчиевидной (массивы океанической и континентальной) коры. На участках коры континентального типа крупные области нефтегазоаккумуляции, например Волго-Уральская, создавались за счет ближней миграции флюидов из вышеуказанных впадин.

Калинко М. К. Комплекс признаков зон крупного нефтидоаккумуляции. — В кн.: Условия формирования крупных зон нефтегазоаккумуляции. М.: Наука, 1985.

Обоснована необходимость выделения зон крупного нефтидоаккумуляции, в число которых включаются также зоны накопления природных битумов. Помимо количеств нефтидов, содержащихся в зонах, одним из важных критериев таких зон является состав нефтидов. По этому критерию рекомендуется выделение 14 подгрупп. Кроме того, предложены критерии дифференциации зон по количеству месторождений, по относительному распределению ресурсов в них и по разрезу на более мелкие подразделения. Рекомендуется выделять генотипы по количеству нефтегазоматеринских толщ и характеру аккумуляции.

Табл. 1. Библиогр. 2 назв.

УДК 553.981

Ермаков В. И., Старосельский В. И., Хенвин Т. И. Геолого-геохимические критерии распределения полезных компонентов природного газа в крупных зонах газонакопления. — В кн.: Условия формирования крупных зон нефтегазоаккумуляции. М.: Наука, 1985.

Рассмотрен вопрос о связи характера распределения полезных компонентов природного газа в крупных газоносных областях с геолого-геохимическими параметрами, определяющими условия их формирования и накопления. Обоснован вывод о влиянии тектонических и литолого-геохимических факторов газонакопления на зональность в распределении полезных компонентов газа.

УДК 553.981/982.061.33 (100)

Кучерук Е. В., Алиева Е. Р. Геодинамическая эволюция осадочных бассейнов и формирование крупных зон нефтегазоаккумуляции. — В кн.: Условия формирования крупных зон нефтегазоаккумуляции. М.: Наука, 1985.

С позиций современных представлений тектоники литосферных плит выделен ряд последовательных этапов эволюции литосферы, с которыми связано образование осадочных бассейнов различного типа. Освещена специфика формирования крупных ЗНГН в осадочных бассейнах каждого типа. С учетом представления об осадочных бассейнах как о динамических системах предложено новое определение понятия «зона нефтегазоаккумуляции».

Библиогр. 6 назв.

УДК 553.98.061.15

Аксенов А. А., Голов А. А., Кирюхин Л. Г., Пайразян В. В., Размышляев А. А. Генетические предпосылки формирования крупных складчатых углеводородов в подсолевых отложениях. — В кн.: Условия формирования крупных зон нефтегазоаккумуляции. М.: Наука, 1985.

Рассмотрены условия формирования крупных зон нефте- и газонакопления на примере алжирской части Сахаро-Ливийского бассейна (Триасовая провинция) и Прикаспийской впадины. Выявленные и прогнозируемые ЗНГН приурочены к высокочемким ловушкам различного генетического типа. В Триасовой провинции таковой являлась гигантская структурно-литологическая палеоловушка; в Прикаспийской впадине крупные ловушки связаны с седиментационными и тектоно-седиментационными структурами. Формирование ловушек предшествовало региональной миграции УВ или совпадало во времени с ней. Сохранность палеозалежей УВ в Триасовой провинции обеспечивалась их катагенетической запечатанностью, а в Прикаспийской провинции — интенсивным подтоком газообразных УВ, выделившихся из пластовых вод в процессе кайнозойских инверсионных движений.

УДК 551.242.52 + 553.98

Мальцева А. К. Возможности формирования зон нефтегазоаккумуляции неантиклинального типа в юрских формациях эпипалеозойских плит СССР. — В кн.: Условия формирования крупных зон нефтегазоаккумуляции. М.: Наука, 1985.

На основе формационного анализа рассмотрены возможности обнаружения ЗНГН литологического, стратиграфического и комбинированного типов в юрских отложениях Скифской, Туранской и Западно-Сибирской плит. Сделан вывод о неодинаковой степени перспективности для поисков неантиклинальных ЗНГН различных типов формаций и субформаций.

Библиогр. 4 назв.

УДК 553.98.2.061.15:551.73 (470.4 + 574.1)

Максимов С. П., Соловьев Б. А., Ботиева Т. А. Условия формирования месторождений углеводородов подсолевого комплекса Прикаспийского бассейна, прогноз их фазового состояния и качественного состава. — В кн.: Условия формирования крупных зон нефтегазоаккумуляции. М.: Наука, 1985.

Для месторождений подсолевого комплекса Прикаспийского бассейна характерна стадийность преобразования пластовых флюидов, заполнявших ловушки на разных этапах их геологического развития. Ведущим являлся процесс преобразования нефтяных палеозалежей в газоконденсатные и газонефтеконденсатные в результате поступления газов, растворения и вытеснения нефтей. Отсутствие высокоамплитудных положительных движений в юго-восточной части бассейна способствовало сохранению здесь «первичных» нефтяных залежей. Преимущественное развитие газоконденсатных и газонефтеконденсатных месторождений прогнозируется в северной, западной и южной прибортовых зонах бассейна. Восточная и юго-восточная прибортовые зоны рассматриваются как области преимущественного развития нефтяных залежей.

Ил. 1. Библиогр. 6 назв.

УДК 553.98.061.15:551.73

Джумагалиев Т. Н., Утегалиев С. У. Зоны нефте- и газоаккумуляции подсолевого комплекса Прикаспийской впадины. — В кн.: Условия формирования крупных зон нефтегазоаккумуляции. М.: Наука, 1985.

Рассмотрена история тектонического развития Северо-Каспийско-Актюбинской системы палеосводов Северной и Восток-Юго-Восточной прибортовых зон, Южно-Эмбинского поднятия и системы верхнепалеозойских антиклинальных складок Актюбинского Приуралья. Зоны нефте- и газоаккумуляции приурочены к крупным структурам второго порядка. Формирование залежей происходило в несколько этапов. Размещение зон нефте- и газоаккумуляции определяется их положением по отношению к областям питания УВ и процессами формирования и переформирования залежей.

Ил. 1.

УДК 553.98.061.15:551.73 (470.56)

Кайдалов В. И., Жуков И. М., Шендерович Д. М. Ступени моноклиналей — элементарная структурная основа зон нефтегазоаккумуляции (на примере юго-востока Восточно-Европейской платформы). — В кн.: Условия формирования крупных зон нефтегазоаккумуляции. М.: Наука, 1985.

Установлено, что флексуры в осадочном разрезе несут функции раздела моноклиналей на многочисленные ступени. Каждую из таких ступеней, осложненную множеством локальных поднятий, рекомендовано рассматривать в качестве структурной основы ЗНГН. Констатируется, что выделение ступеней моноклиналей в качестве элементарной основы ЗНГН повысит объективность и надежность прогнозных оценок и в целом будет способствовать повышению эффективности поисков нефти и газа.

Библиогр. 10 назв.

УДК 551.98.2.061.15: (550.4 + 556.3) (470.4 + 574.1)

Навроцкий О. К., Тальнова Л. Д., Сидоров И. Н., Долгова Г. С., Орешкин И. В., Былинкин Г. П. Геохимические и гидрогеологические условия генерации и накопления углеводородов в подсолевых отложениях Прикаспийской впадины. — В кн.: Условия формирования крупных зон нефтегазоаккумуляции. М.: Наука, 1985.

На основе изучения качественных и количественных характеристик ОБ подсолевых отложений, степени его катагенетической преобразованности и его генерационных способностей в катагенезе проведена количественная оценка масштабов эмиграции газообразных и жидких УВ в подсолевых отложениях Прикаспийской впадины. Реконструкция истории осадконакопления и реализации нефтегазоматеринского потенциала позволила выявить степень сохранности эмигрировавших УВ в недрах, способных участвовать в дальнейшем в процессах формирования залежей нефти и газа. Различия качественного состава остаточных эмигрировавших УВ (по граничному значению отношения $G:Ж = 5$) позволили выделить зоны газонефтегенерации и преимущественно газогенерации. Выделение таких зон подтверждается составом и характером водорастворенных газов и реальной нефтегазоносностью региона.

Ил. 3. Библиогр. 3 назв.

УДК 553.98:551.72:550.812 (470.4/5)

Огарин И. С., Яруллин К. С., Романов В. А., Утопленников В. К. Зоны нефтегазонакопления в вендско-рифейских образованиях на юго-востоке Русской плиты и направления поисково-разведочных работ. — В кн.: Условия формирования крупных зон нефтегазонакопления. М.: Наука, 1985.

Анализируются условия осадконакопления, структура, распространение ОБ, нефтегазопроявления, эффективная пористость и проницаемость вендско-рифейских отложений в осадочном бассейне, приуроченном к Западно-Уральской области перикратонных опусканий и примыкающим авлакогенам. Выделены ЗНГН и намечены наиболее перспективные объекты для постановки поисково-разведочных работ.

Табл. 1. Ил. 1. Библиогр. 9 назв.

УДК 551.243:553.98.2.061.15 (470.4/5)

Проворов В. М. Роль узловых локальных поднятий в формировании крупных зон нефтегазонакопления. — В кн.: Условия формирования крупных зон нефтегазонакопления. М.: Наука, 1985.

Проанализированы история геологического развития, закономерности распространения очагов генерации УВ, ареалов аккумуляции син- и эпигенетических нефтей, связь месторождений УВ с очагами генерации и локальными поднятиями различного типа в северной части Волго-Уральской провинции.

Табл. 1. Ил. 2. Библиогр. 11 назв.

УДК 553.981.2.061.15 (470.56)

Аширов К. Б., Аширова Г. К., Абрамова Л. М., Федосова О. И., Цивинская Л. В., Белерова В. А., Данилова В. И., Исаев В. Н. О необходимых условиях и механизме формирования газовых и газоконденсатных месторождений. — В кн.: Условия формирования крупных зон нефтегазонакопления. М.: Наука, 1985.

Рассмотрено образование газовых и газоконденсатных залежей только за счет газонасыщенных нефтей, что исключает возможность раздельного формирования газовых, газоконденсатных и нефтяных залежей. На основании расчетов количества растворенного в поровой нефти и в нефтяной оторочке газа и стабильного конденсата на Оренбургском месторождении сделан вывод о его формировании за счет гравитационной дифференциации газа и нефти в ловушке.

Библиогр. 2 назв.

УДК 553.98.2.061.15:556.3

Романюк А. Ф., Суббота М. И., Ильченко В. И. Гидрогеологические особенности формирования крупных нефтегазоносных зон. — В кн.: Условия формирования крупных зон нефтегазонакопления. М.: Наука, 1985.

Рассмотрена роль гидрогеологических закономерностей в формировании крупных нефтегазоносных зон. Все крупные зоны приурочены к осадочно-породным депрессионным бассейнам большого размера, связанным с платфор-

менными образованиями. Необходимы надежные глинистые или эвапоритовые региональные водоупоры. Первичная эмиграция УВ в коллекторы происходит с водой или самостоятельно в период ГФН и ГФГ. Гигантские залежи чаще встречаются на молодых платформах. Предложена обобщающая схема благоприятных гидрогеологических условий формирования крупных ЗНГН.

УДК 553.98.2.061.15:551.735 (477.6)

Лапчинский Ю. Г., Нестеренко С. П., Иванов Г. П. Особенности формирования крупных зон нефтегазообразования в юго-восточной части Днепровско-Донецкой впадины. — В кн.: Условия формирования крупных зон нефтегазоаккумуляции. М.: Наука, 1985.

Показана роль угленосных отложений нижнего и среднего карбона в генерации и аккумуляции газа в районах крайней юго-восточной части приосевой части грабена и северо-западных окраин Донбасса. С этими источниками газа связано формирование крупных массивно-пластовых залежей Шебелинского, Западно-Крестищенского и других месторождений.

Табл. 2. Ил. 1. Библиогр. 8 назв.

УДК 551.24:553.98 (476/477)

Савченко В. И. Строение и нефтегазоносность нижних структурных горизонтов Припятско-Донецкого региона. — В кн.: Условия формирования крупных зон нефтегазоаккумуляции. М.: Наука, 1985.

В пределах Припятской и Днепровско-Донецкой впадин, входящих в состав Припятско-Донецкого региона, выделяются участки, характеризующиеся различной ориентировкой структурно-тектонических дислокаций. Особенно отчетливо эти различия проявляются в строении нижних структурных горизонтов региона, что необходимо учитывать при планировании и проведении геологоразведочных работ на нефть и газ.

Ил. 3. Библиогр. 3 назв.

УДК 553.98.2.061.15:551.8 (571.1)

Марковский Н. И. Палеогеографический прогноз крупных зон нефтегазоаккумуляции. — В кн.: Условия формирования крупных зон нефтегазоаккумуляции. М.: Наука, 1985.

При прогнозировании и поисках крупных скоплений УВ палеогеографические критерии позволяют предвидеть, где локальные структуры будут обладать наибольшей продуктивностью, а также где могут встречаться погребенные рифы. Учитывая приуроченность ряда зон интенсивного нефтегазоаккумуляции к устьям палеорек в Западной Сибири, рекомендуется изучение их разновозрастных отложений и в других регионах.

УДК 553.98.2.061.15 (571.1)

Ильин В. Д., Немченко Н. Н., Такаев Ю. Г., Крамаренко Г. А. Особенности формирования крупной зоны нефтегазоаккумуляции на севере Западной Сибири. — В кн.: Условия формирования крупных зон нефтегазоаккумуляции. М.: Наука, 1985.

С позиций трехчленного строения природного резервуара рассмотрена роль «ложной» покрывки в степени заполнения УВ локальных поднятий. Показана возможность прогноза продуктивности локальных структур и положения газо(нефте-)водяного контакта в залежах не только массивного, но и пластового типа по результатам бурения первой скважины.

УДК 550.4:552.578.2:553.98.2.061.15

Ботнева Т. А., Шулова Н. С. Особенности состава нефтей крупных зон нефтегазоаккумуляции. — В кн.: Условия формирования крупных зон нефтегазоаккумуляции. М.: Наука, 1985.

Изучены нефти трех крупных зон нефтегазоаккумуляции: Северо-Кавказско-Мангышлакской (южный борт Западно-Кубанского прогиба), Прикаспийской (Кенкияк-Жаназольская) и Тимано-Печорской НГП (Колвинский

мегавал и вал Сорокина). Выявлены общие черты в геохимической характеристике нефтей и особенности распространения их генетических типов. Во всех рассмотренных зонах установлено несколько генотипов нефтей, отсюда следует, что формирование этих зон происходило за счет нескольких источников генерации. Залежи образовались в основном за счет сингенетичных нефтей. Влияние вторичных факторов на состав нефтей чаще всего незначительно. Более существенны гипергенные преобразования, затронувшие преимущественно нефти верхних комплексов.

УДК 553.981.2.061.15:551.24 (575.4)

Амурский Г. И., Соловьев Н. Н. Тектонодинамическая модель формирования Даулетабадского газового месторождения. — В кн.: Условия формирования крупных зон нефтегазоаккумуляции. М.: Наука, 1985.

Анализируется значение тектонодинамических процессов, сопровождавших коллизию Ирано-Афганской и Евразийской плит, в формировании Даулетабадского месторождения. Обоснована важная роль разгрузки высоконапорных сероводородсодержащих флюидов из юрских в готеривские отложения при образовании месторождения. Предложена модель гидравлического блокирования с неустановившимся динамическим равновесием газовых залежей. Ил. 2.

УДК 553.98.2.061.15:551.248.1 (470.6)

Бизниченко С. И., Перехода А. С. Палеоструктурные условия формирования залежей нефти и газа в Среднекаспийском бассейне. — В кн.: Условия формирования крупных зон нефтегазоаккумуляции. М.: Наука, 1985.

Рассмотрены история развития и формирование скоплений газа и нефти в северном Предкавказье (Ставропольский свод, Терско-Сулеймановская приподнятая зона, Орта-Тюбинский палеовал, Джанайская приподнятая зона, Промысловско-Олейниковский палеопрогиб). Показаны роль неотектонического этапа в формировании и переформировании залежей нефти и газа и закономерности распределения залежей в ловушках, разнородных от зон генерации УВ. Ил. 3.

УДК 553.981.2.061.15

Ломако П. М. Условия формирования и размещения крупных зон сероводородсодержащего газа. — В кн.: Условия формирования крупных зон нефтегазоаккумуляции. М.: Наука, 1985.

Рассмотрен комплекс закономерностей, раскрывающих связи между формированием и размещением скоплений УВ, содержащих серу в пределах региональных ЗНГН. Установлено, что концентрация сероводорода в природном газе повышается вдоль региональных разломов. В нефтегазоносных бассейнах выделено 17 зон сероносности газа.

Библиогр. 2 назв.

УДК 553.98.2.061.15:552.52

Большаков Ю. Я. Возможная модель формирования залежей нефти в глинистых толщах. — В кн.: Условия формирования крупных зон нефтегазоаккумуляции. М.: Наука, 1985.

Предложена новая модель формирования коллекторов и залежей нефти в глинах в условиях замкнутой гидродинамической системы, находящейся под воздействием внешних сжимающих сил. Определяющую роль в образовании глинистой толщи в коллекторскую играют постседиментационные процессы перераспределения вещества внутри глинистой толщи, окружающей герметизирующей оболочкой, препятствующей эмиграции флюидов. Теоретические выводы подтверждены экспериментальными исследованиями на образцах водных паст из монтмориллонитовых, а также каолинистых глин.

Библиогр. 14 назв.

Эллерн С. С. Прогибы некомпенсированного типа платформ и их роль в формировании нефтегазоносных регионов и крупных зон нефтегазоаккумуляции. — В кн.: Условия формирования крупных зон нефтегазоаккумуляции. М.: Наука, 1985.

Рассмотрены роль и значение ПНТ в определении границ нефтегазоносных регионов на платформах. Подчеркивается, что ПНТ и связанные с ними КП на платформах образуются, как правило, на переходной и раннеконтинентальной стадиях тектонического цикла подвижных поясов, окружающих платформы. Если территории развития ПНТ характеризуются благоприятными условиями онтогенеза углеводородных скоплений, то области развития КП, наоборот, отличаются неблагоприятными условиями для первичной генерации и особенно консервации этих скоплений. В качестве примера рассмотрена территория восточной части Восточно-Европейской платформы, где выявлено несколько НГП.

Ил. 1. Библиогр. 13 назв.

УДК 550.8.012:553.981.23/982.23.061

Польстер Л. А., Чепелюгин А. Б., Шереметьев Ю. Ф., Шереметьева Г. А. Формирование крупных зон и площадей нефтегазоаккумуляции в палеозойских рифах Прикаспийской синеклизы. — В кн.: Условия формирования крупных зон нефтегазоаккумуляции. М.: Наука, 1985.

Рассмотрены закономерности распространения палеозойских рифов различных морфогенетических типов. Показано, что региональные, наиболее протяженные ЗНГН приурочены к разновозрастным барьерным рифам на бортах палеодепрессии. Значительные по запасам зоны и площади связаны с внутренней прибортовой областью развития локальных высокоамплитудных рифовых построек. На основе историко-генетических реконструкций дан прогноз фазового состояния УВ в рифовых ловушках.

Ил. 2.

УДК 553.98.061:3:[551.24+551.248.1]

Воронин Н. И. Тектонические и палеотектонические условия формирования крупных зон нефтегазоаккумуляции (на примере юго-востока Русской и северо-запада Скифско-Туранской плит). — В кн.: Условия формирования крупных зон нефтегазоаккумуляции. М.: Наука, 1985.

В пределах исследуемой территории выявлен ряд крупных ЗНГН. Пространственное их размещение контролируется тектоническими и палеотектоническими факторами. К числу важнейших относятся объем ловушек, время их заложения, постоянство региональных наклонов, крутизна наклонов, скорость прогибания, продолжительность и величина прогибания, близость областей генерации, продолжительность и глубина эрозионных процессов.

Ил. 2. Библиогр. 11 назв.

2 р. 20 к.

4544



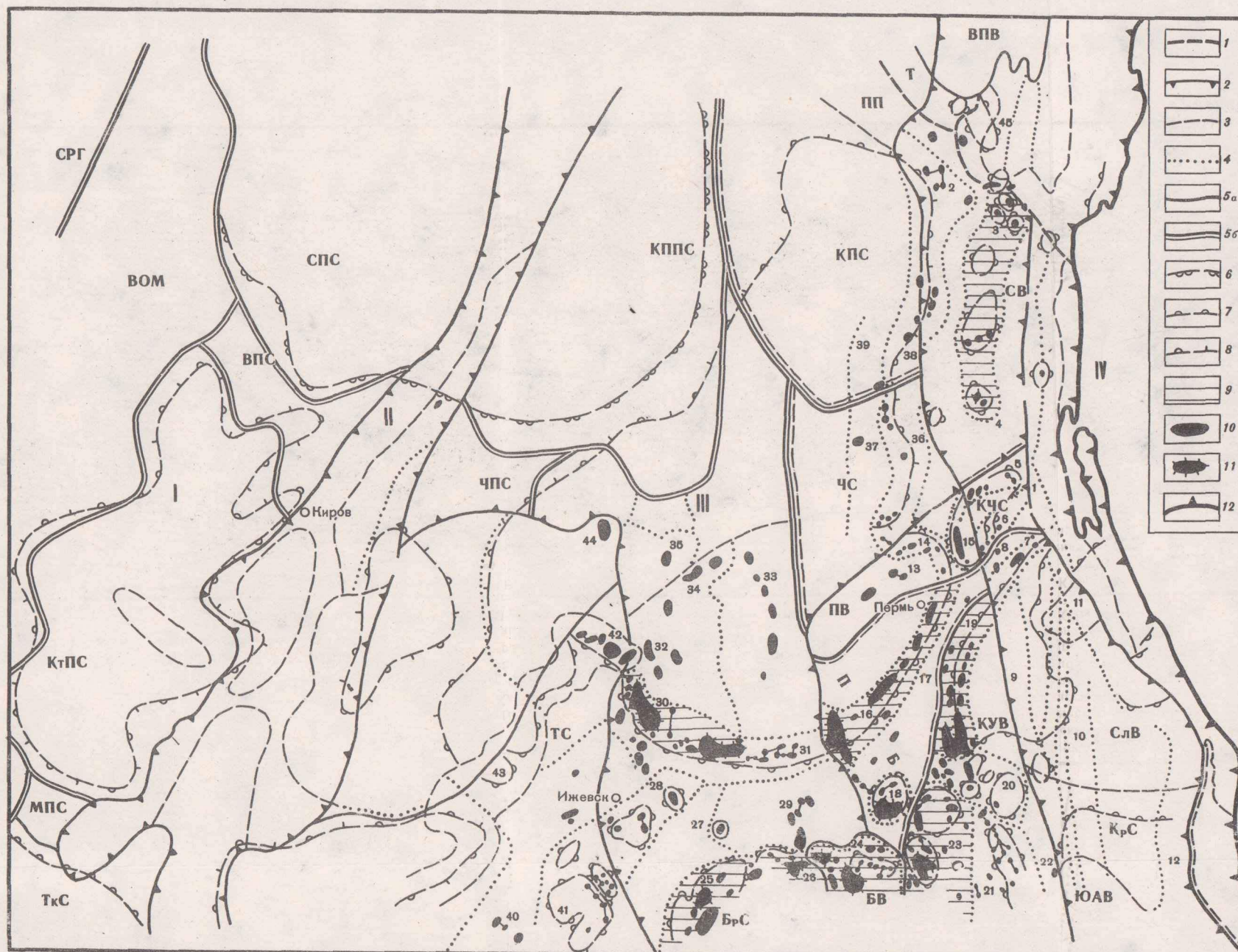


Рис. 1. Установление ЗНГН в северной части Волго-Уральской провинции

1—4 — границы нефтегазоносных: 1 — провинций, 2 — областей, 3 — районов, 4 — зон; 5—8 — границы: 5 — сводов, выступов, седловин, впадин (а — сквозных, 6 — погребенных), 6 — Сысольско-Комипермяцкой палеосуши, 7 — Камско-Кинельской системы впадин, 8 — Камско-Вятской системы впадин в южной ее части; 9 — ЗНГН; 10—11 — месторождения УВ (11 — узловые); 12 — западная граница складчатого Урала. Установление ЗНГН: 1 — Западно-Кизеловская, 2 — Чердынская, 3 — Гежско-Уньвинская, 4 — Кизеловско-Касибская, 5 — Ольховско-Ульяновская, 6 — Баркмооская, 7 — Копальнинская, 8 — Луживская, 9 — Брусянская, 10 — Дуванская, 11 — Самарская, 12 — Артинская, 13 — Краснокамская, 14 — Межевская, 15 — Каменноложская, 16 — Осинско-Лобановская, 17 — Калининская, 18 — Батырбайская, 19 — Весляно-Мазунинская, 20 — Сосновско-Алтынновская, 21 — Дороховская, 22 — Сухоречинская, 23 — Таныпско-Чернушинская, 24 — Куединская, 25 — Вятско-Тарасовская, 26 — Москудьинская, 27 — Сарапульская, 28 — Ягано-Гремихинская, 29 —

Шумовская, 30 — Киенгопская, 31 — Ножовская, 32 — Зуринская, 33 — Вершагинская, 34 — Ларионовская, 35 — Пызепская, 36 — Васильевско-Майкопская, 37 — Романшорская, 38 — Касибская, 39 — Тукачевская, 40 — Нижнекамская, 41 — Боголюбовская, 42 — Красногорская, 43 — Вавожская, 44 — Золотаревская, 45 — Чумукская. Структуры: ВПВ — Верхнепечорская, СВ — Соликамская, СЛВ — Сылвинская, ЮАВ — Юрюзано-Айская впадины Предуральяского прогиба; Т — Тиман, КЧС — Косвинско-Чусовская, КРС — Красноуфимская, БРС — Бирская, ЧС — Чермозская, ЧПС — Чепецкая погребенная, МПС — Марийская погребенная, ВПС — Великоречья погребенная седловины; ПП — Предтиманский прогиб; КПС — Камский, КТПС — Котельнический, СПС — Сысольский погребенные своды; ПБС — Пермско-Башкирский свод; ПВ — Пермская, БВ — Башкирская вершины; КУВ — Кунгуро-Уфимский выступ ПБС; ТС — Татарский, ТКС — Токмаковский своды; ВОМ — Ветлужско-Опаринская моноклинал; СРГ — Среднерусский грабен; I — Московская синеклиза; II — Казанско-Кажимский авлакоген; III — Верхнекамская впадина; IV — Складчатый Урал

К ст. В. И. Савченко

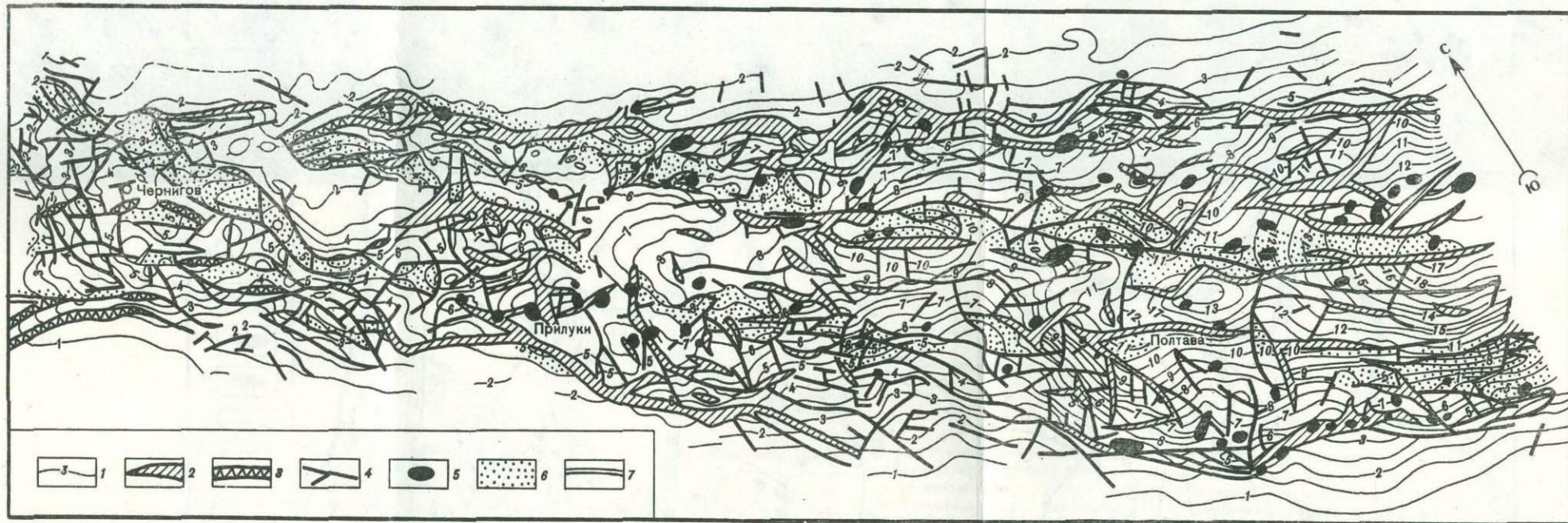


Рис. 2. Схема гипсометрии фундамента Днепровско-Донецкой впадины (по М. Г. Манюте и др., 1982 г., с дополнениями)

1 — изогипсы кровли фундамента, км; 2 — глубинные разломы; 3 — зоны осложнения сейсмической записи или потери корреляции, отождествляемые с глубинными разломами; 4 — тектонические нарушения по поверхности фундамента; 5 — месторождения нефти, газа и конденсата; 6 — зоны «зияющих» разломов; 7 — граница «рифейского» грабена (по [3])