В.В. НАЙРАЗЯН

УГЛЕВОДОРОДНЫЕ СИСТЕМЫ

Издательство «Спутник+»
Москва 2010

Светлой памяти
профессора К.А. Клещева
посвящается

В.В. Пайразян

УГЛЕВОДОРОДНЫЕ СИСТЕМЫ

(бассейны древних платформ России)

Монография

Москва 2010

ББК 26.3
П 12

Пайразян В.В.

П 12 Углеводородные системы (бассейны древних платформ России): Монография. – М.: Издательство «Спутник+», 2010. – 153 с.

ISBN 978-5-9973-1097-4

В книге дан обзор имеющейся авторской и опубликованной научной информации по углеводородным системам изученных бассейнов.

Впервые для этих бассейнов проведена оценка перспектив их нефтегазоносности с использованием в качестве базового элемента углеводородных систем. В работе приведены также материалы по истории изучения и теоретического обоснования выделения углеводородных систем. В качестве объектов изучения были использованы материалы по геодинамическому развитию и нефтегеологическому районированию Тимано-Печорского, Волго-Уральского, Прикаспийского и Лено-Тунгусского нефтегазоносных бассейнов.

Книга может представлять интерес для специалистов в области геологии и геохимии, занимающихся вопросами прогноза и оценки перспектив нефтегазоносности осадочных бассейнов.

ББК 26.3

Отпечатано с готового оригинал-макета автора.

ISBN 978-5-9973-1097-4

© Пайразян В.В., 2010
© Всероссийский научно-исследовательский геологический нефтяной институт (ВНИГНИ), 2010

ОГЛАВЛЕНИЕ

Стр.

ВВЕДЕНИЕ..... 8

ГЛАВА I. УГЛЕВОДОРОДНЫЕ СИСТЕМЫ И ИХ КЛАССИФИКАЦИЯ..... 10

ГЛАВА II. ГЕОХИМИЧЕСКАЯ СОСТАВЛЯЮЩАЯ УГЛЕВОДОРОДНЫХ СИСТЕМ..... 16

ГЛАВА III. УГЛЕВОДОРОДНЫЕ СИСТЕМЫ ВОСТОЧНО-ЕВРОПЕЙСКОЙ ПЛАТФОРМЫ..... 21

1. Тимано-Печорский нефтегазоносный бассейн..... 23
1.1. Основные черты геологического строения и развития..... 23
1.2..Углеводородные системы..... 27
А . Силур-нижнедевонская система..... 27
Б. Доманик-верхнепалеозойская система..... 27
В. Мезозойская система..... 31
1.3. Условия формирования углеводородных систем..... 32
1.4. Перспективы нефтегазоносности..... 39

2. Волго-Уральский нефтегазоносный бассейн..... 43
2.1. Основные черты геологического строения и развития..... 43
2.2. Углеводородные системы..... 46
А. Верхнепротерозойская система..... 46
Б. Среднедевонско- верхнефранская система..... 47
В. Доманик-нижнекаменноугольная система..... 53
Г. Среднекаменноугольно-нижнепермская система..... 54
Д. Верхнепермская система..... 55
2.3. Условия формирования углеводородных систем..... 55
2.4. Перспективы нефтегазоносности..... 57

3. Прикаспийский нефтегазоносный бассейн..... 58
3.1. Основные черты геологического строения и развития..... 58
3.2. Углеводородные системы..... 62
А. Доманиково-нижнекаменноугольная система..... 62
Б. Визейско-нижнепермская система..... 64
В. Верхнепермско-мезозойская система..... 67
3.3. Геотермические условия образования очагов генерации УВ..... 69
3.4. Геохимическая характеристика нефтей и конденсатов..... 86
3.5. Условия формирования углеводородных систем..... 91
3.6 Перспективы нефтегазоносности..... 98

ГЛАВА IV. УГЛЕВОДОРОДНЫЕ СИСТЕМЫ ВОСТОЧНО-СИБИРСКОЙ ПЛАТФОРМЫ..... 111

4. Лено-Тунгусский нефтегазоносный бассейн..... 112
4.1. Основные черты геологического строения и развития..... 112
4.2. Углеводородные системы..... 116
А. Рифей-нижневендская система..... 116
Б. Венд - кембрийская система..... 119
Б.1 Непско-тирская подсистема..... 120
Б.2 Даниловско - усольская подсистема..... 127
Б.3. Бельская подсистема..... 131
Б.4. Булатско-ангарская подсистема..... 134
Б.5. Литвинецко - верхноленская подсистема..... 137
4.3 Условия формирования углеводородных систем..... 142
4.4 Перспективы нефтегазоносности..... 145

ЗАКЛЮЧЕНИЕ..... 148

ЛИТЕРАТУРА..... 150

СПИСОК РИСУНКОВ

1. Схематическая карта осадочных бассейнов России
2. Структурно-тектоническая схема Тимано-Печорского бассейна
3. Распределение разновозрастных НГМП в пределах основных структурных элементов Тимано-Печорского бассейна
4. Модель погружения и степени зрелости НГМП для Ижмо-Печорской впадины
5. Модель погружения и степени зрелости НГМП для Малоземельско-Колгуевской моноклинали
6. Модель погружения и степени зрелости НГМП для Печоро-Колвинского авлакогена
7. Модель погружения и степени зрелости НГМП для Хоревейской депрессии
8. Модель погружения и степени зрелости НГМП для Варандей-Адзвинской зоны
9. Модель погружения и степени зрелости НГМП для Предуральского краевого прогиба
10. Палеогеологические и современные профили по линии Ухта-Северный Саинбор
11. Палеоструктурная карта южной части Тимано-Печорского бассейна по подошве девонских отложений к началу доманикового времени
12. Палеоструктурная карта южной части Тимано-Печорского бассейна по подошве девонских отложений к началу визейского времени
13. Палеоструктурная карта южной части Тимано-Печорского бассейна по подошве девонских отложений к началу кунгурского времени
14. Структурная карта южной части Тимано-Печорского бассейна по подошве девонских отложений
15. Схематическая карта перспектив нефтегазоносности Тимано-Печорского бассейна
16. Тектоническая схема Волго-Уральского нефтегазоносного бассейна
17. Схема распределения продуктивных горизонтов в девонских отложениях Волго-Уральского бассейна
18. Типы материнских толщ в разрезе средне-верхнедевонских отложений (по скважине Трудолюбовская-1001)
19. Пример диаграммы истории погружения и прогрева отложений (Мелекесская впадина)
20. Карта прогноза распространения и продуктивности средне-верхнефранской толщи на основе объемной модели строения комплекса

21. Дифференциация нефтей Южно-Татарского свода по биомаркерным параметрам
22.Схематическая карта плотностей эмиграции УВ из палеозойских отложений Волго-Уральского и Прикаспийского бассейнов
23. Тектоническая схема Прикаспийского бассейна
24.Геологический разрез зоны сочленения Кряжа Карпинского и Прикаспийской впадины
25. Схематическая карта температур по кровле подсолевых отложений
26. Схематическая карта палеотемператур нефтегазопродуцирующей толщи к началу кунгурского времени
27. Схематическая карта палеотемператур нефтепродуцирующей толщи к началу палеогенового времени
28. Схематическая карта катагенетической превращенности ОВ в отложениях нижнего карбона
29. Схематическая карта катагенетической превращенности ОВ в средне-верхневизейских отложениях
30. Схематическая карта катагенетической превращенности ОВ в подсолевых отложениях нижнепермского возраста
31. Модели погружения осадков для основных структурно-тектонических зон Прикаспийского бассейна
32. Схематическая карта плотностей эмиграции углеводородов из каменноугольных отложений Прикаспийской впадины
33 Схематическая карта плотностей эмиграции углеводородов из нижнепермских отложений Прикаспийской впадины
34.Корреляция разновозрастных нефтей Прикаспийского бассейна по данным изотопного анализа углерода
35. Схема распределения выделенных суббассейнов и основных зон нефтегазонакопления
36. Схематическая карта перспектив нефтегазоносности и распределения удельных плотностей ресурсов в Прикаспийской впадине
37. Схема строения рифейских осадочных бассейнов Сибирской платформы
38.. Геологический профиль через Лено-Тунгусский бассейн
39-39а. Схема строения нижне-непской подсистемы
40. Схема перспектив нефтегазоносности непско-тирской подсистемы по условиям строения и формирования
41-41а. Схема строения даниловско - усовской нефтегазоносной подсистемы
42-42а. Схема строения бельского нефтегазоносного комплекса
43-43а. Схема строения булайско-ангарской нефтегазоносной подсистемы
44-44а. Схема строения литвинцевско-верхнеленской нефтегазоносной подсистемы
45. Границы вхождения отложений углеводородных систем в ГЗН для различных тектонических элементов бассейна

46. Схематическая карта перспектив нефтегазоносности рифей-вендской углеводородной системы Лено-Тунгусского бассейна.

СПИСОК ТАБЛИЦ

1. Основные характеристики нефтегазоматеринских пород Тимано-Печорского бассейна
2. Распределение нефтегазоматеринских пород в разрезе Волго-Уральского бассейна
3. Плотности эмиграции УВ из НГМП нижней перми
4. Плотности эмиграции УВ из НГМП карбона
5. Принятые коэффициенты эмиграции при расчетах количества ресурсов для Прикаспийского бассейна
6. Распределение ресурсов УВ в суббассейнах Прикаспийского бассейна
7. Основные нафтидогенерирующие рифейские формации Лено-Тунгусского бассейна

ВВЕДЕНИЕ

Термин углеводородные системы (petroleum system) был предложен Доу (Dow,1974) при анализе корреляционных связей нефть-нефть и нефть – материнская порода. Выделение и изучение углеводородных систем (УС) можно рассматривать как отдельный раздел исследований нефтегазовой геологии, целью которого является генетический прогноз наличия в осадочном чехле бассейна углеводородных (УВ) скоплений.

Существование в разрезе бассейна углеводородных систем подтверждается присутствием залежей нафтидов или даже проявлений нефти и газа, независимо от того имеют они экономическое значение или нет. Углеводородные системы не являются синонимом термина «нефтегазоносный комплекс», который представляет собой продуктивную часть осадочного разреза, содержащего УВ залежи близкие по составу и ловушки одинакового тектонического типа и строения.

Углеводородная система это нафтидогенерирующая и аккумулирующая система, функционирующая автономно в геологическом времени и пространстве. Эта система требует благоприятного сочетания во времени определенных геологических элементов и геохимических процессов, реально присутствовавших и протекающих в ходе геологической эволюции бассейна.

В этой связи выделение и определение углеводородных систем нужно проводить путем изучения этих процессов закономерно и пространственно взаимосвязанных в геологическом теле бассейна. Такой подход к изучению УВ систем обеспечивает возможность определения и использования параметров системы при выделении и распространения объектов такого ранга в нефтяной геологии.

Неравномерность распределения углеводородного сырья в нефтегазоносных бассейнах обусловлена различным количеством, объемом и крупностью углеводородных систем. Хорошо известно, что величина и концентрация нефтегазовых ресурсов в пределах углеводородных систем отличаются большим разнообразием.

Это подтверждается стохастическим характером процессов аккумуляции нефти и газа в природных резервуарах и ловушках, что коррелятивно согласуется с распределением в осадочном разрезе бассейна углеводородных систем.

В то же время, установленной закономерностью является факт концентрации основных запасов углеводородного сырья над или вблизи устойчивых активных очагов генерации нефти и газа в бассейне. Еще одним свидетельством самоорганизации углеводородных систем является проявление фазового распределения углеводородов в пределах системы и бассейна в целом.

Геологической причиной сложного характера распределения в бассейне количества и фазового состава нафтидов является неравномерность и разновременность проявления процессов генерации, миграции и аккумуляции УВ, а также процессов формирования, переформирования и разрушения залежей.

Экономическим обоснованием такого анализа является прогноз нефтегазоносности разновозрастных резервуаров в осадочном разрезе бассейна и определение рентабельности разработки месторождений современными методами.

В пределах углеводородных систем осадочных бассейнов, автономно происходят процессы нафтидообразования - от генерации УВ нефтегазоматеринскими породами (НГМП) до их скопления в ловушках и образования залежей. Естественными элементами УС являются нефтегазоматеринские породы, резервуарные породы, покрышки и перекрывающие их отложения. Под процессами образования УВ скоплений понимаются, их миграция и аккумуляция в ловушках, которые должны реально протекать в геологическом времени и пространстве, что является необходимым условием формирования природных углеводородных систем.

Основной целью настоящей работы является:

(1) – выделение и сравнительное описание углеводородных систем бассейнов древних платформ России

(2) – определение степени геолого-геохимической обоснованности их выделения

(3) – описание конкретных элементов и процессов, формирующих выделенные углеводородные системы

(4) – обоснование перспектив нефтегазоносности выделенных систем

Следует отметить, что в работе выделены и описаны лишь регионально распространенные углеводородные системы древних платформ. При детальном изучении бассейнов и накоплении соответствующего геолого-геохимического материала можно выделить и целый ряд локальных систем или подсистем. Например, в хорошо изученном Иллинойском бассейне США было выделено более 50 углеводородных систем.

Изучение углеводородных систем является лишь частью системного исследования нефтегазоносных бассейнов и должно проводиться в комплексе с другими методами прогноза и оценки перспектив их нефтегазоносности.

Автор не претендует на всеобъемлющее решение проблемы выделения и идентификации углеводородных систем, хотя бы потому, что геохимическая информация для изученных бассейнов крайне мала. Это особенно касается материалов по выделению в разрезе НГМП и картирования очагов генерации УВ, а также данных биомаркерного и изотопного анализов, лежащих в основе корреляции нефть – материнская порода.

ГЛАВА I.

УГЛЕВОДОРОДНЫЕ СИСТЕМЫ И ИХ КЛАССИФИКАЦИЯ

С позиции теории литосферных плит формирование углеводородных систем следует связывать с определенными плитотектоническими элементами, образующимися в процессе геодинамического развития осадочного бассейна. К ним относятся рифты и надрифтовые синеклизы, континентальные пассивные и активные окраины, структуры орогенов столкновения и т.д. Рассматривая с этих позиций образование углеводородных систем можно проследить на каждом этапе развития бассейна генетическую природу их возникновения, определить особенности их тектонического и литологического строения, а также накопления НГМП и место расположения возможных очагов генерации УВ.

Условия нафтидообразование и накопление УВ в ловушках генетически обусловлены двумя параллельно идущими и взаимосвязанными процессами. На стадии седиментогенеза первый из них включает накопление и захоронение в породах органического вещества (ОВ), а второй образование осадков, в процессе уплотнения которых в течение геологического развития бассейна происходит формирование коллекторов и пород-покрышек. Формирование нефтегазоносности в пределах углеводородных систем в разрезе осадочного бассейна предусматривает благоприятное сочетание ряда геолого-геохимических условий:

- наличие НГМП с высоким нефтегазогенерирующим потенциалом,
- наличие областей устойчивого и интенсивного погружения, в которых достигаются термобарические условия созревания керогена в главной зоне нефте - и газообразования (ГЗН и ГЗГ)
- наличие зон нефтегазонакопления, в которых формировались резервуарные породы и флюидоупоры
- наличие путей миграции УВ, генерированных в активных очагах генерации
- наличие разнообразных форм и объемов ловушек, в которых происходит аккумуляция УВ в виде промышленных залежей и месторождений.

Геологическое развитие углеводородных систем происходит во времени и пространстве в зависимости от погружения бассейна, наращивания толщины осадочного разреза, вхождения в главную зону нефтеобразования (ГЗН) нефтематеринских пород и формирования очага генерации УВ. Окончание формирования УС происходит после завершения процессов генерации и аккумуляции УВ в залежах. При тектонических перестройках в

осадочном бассейне происходит переформирование залежей и генетическая связь между очагом генерации УВ и их аккумуляцией в резервуаре может не просматриваться.

Изучение всего многообразия факторов, влияющих на образование, сохранность и дальнейшее преобразование залежей в каждой отдельно взятой углеводородной системе в течение всей геодинамической эволюции бассейна дает возможность правильно определить стратегию и тактику проведения геологоразведочных работ.

Природная углеводородная система включает два основных геологических элемента - активный очаг генерации и связанные с ним скопления углеводородов, а также процессы, ведущие к образованию залежей. Оценка перспектив нефтегазоносности конкретной углеводородной системы должна базироваться на выявлении геолого-геохимических условий существования очага генерации и его строения.

По А.Э. Конторовичу « очаг нефтеобразования – это часть осадочного бассейна, в разрезе которого присутствуют обогащенные органическим веществом нафтидопроизводящие осадочные толщи, интенсивно погружавшиеся в ходе геологической истории в главные зоны нефте- и газообразования» (14). Зоны нефте - и газонакопления могут быть пространственно совмещены с таким очагом, либо разделены одна от другой. В первом случае в формировании такой зоны преобладающую роль играют процессы вертикальной, а во втором – латеральной и в меньшей мере вертикальной миграции.

Оценка нефтегазоносности осадочного бассейна и формирования региональных углеводородных систем должны базироваться в первую очередь на выявлении геоло-геохимических условий существования очагов нефтегазообразования и его строения. Все другие необходимые условия, определяющие нефтегазоносность являются крайне важными, но их роль необходимо рассматривать с позиций пространственно-временного соответствия с местом расположения очага генерации УВ и временем начала эмиграции УВ из данного конкретного очага. Анализ размещения мировых крупных нефтегазовых месторождений показывает, что большинство из них пространственно находятся над активным очагом генерации УВ или вблизи него.

По данным Б.А.Соколова (25) в истории существования очага нефтегазообразования можно выделить три стадии:

-начальную или конструктивную
-главную или генерационную
-завершающую или трансформационную

На начальной стадии закладываются основные, качественные и количественные параметры будущего очага. Тип ОВ, его количество, литофациальные и палеогеографические обстановки захоронения- все это предопределяет величину нефтегазоматеринского потенциала очага генерации.

Условия реализации этого потенциала будут зависеть от многих геолого-геохимических факторов, но основным является благоприятное сочетание в системе генерирующих и коллекторских горизонтов. В ряде случаев нефтегенерирующая толща может являться и аккумулирующей (баженовскеая свита, например). Это так называемый корректный тип взаимоотношения генерирующей и аккумулирующей толщ. Однако в большинстве мировых нефтегазоносных бассейнах генерирующая толща разобщена с резервуарной толщей (некорректный тип).

В первом случае генерационный потенциал НГМП реализуется полностью, а во втором миграция УВ из очага затруднена и потому нефтематеринский потенциал не реализуется в достаточной мере.

Генерационная стадия начинается с момента вхождения НГМП в температурный и глубинный интервал существования в бассейне главной зоны нефтеобразования. Положение ГЗН в различных бассейнах обычно варьирует как по глубине, так и по протяженности, что зависит от возраста и литологического состава НГМП, скорости погружения, интенсивности теплового потока и геотермического градиента, тектонической и сейсмической активности бассейна и других менее значимых факторов. Изучение всех перечисленных геологических, тектонических, геотермических и геохимических факторов, прямым образом влияющих на пространственно-временное положение ОНГО является непременным условием оценки нефтегазоносности углеводородных систем.

Для изучения положения очагов генерации УВ и времени их существования в пределах осадочного бассейна разработан метод моделей прогрева. Существующие в настоящее время компьютерные программы построения моделей погружения и прогрева НГМП (Basin mode, Genesis и др.) позволяют выразить графически эволюцию очагов в пространстве и во времени. При этом необходимо анализировать не только строение и существование очагов генерации УВ, но и их соотношение с путями вертикальной и латеральной миграции УВ к существующим ловушкам в пределах конкретной углеводородной системы.

Геодинамическая обстановка существования очага генерации УВ определяется процессом погружения и уплотнения отложений, трансформацией минералогического состава, гравитационными, сейсмическими и другими факторами, Однако, основной формой энергии является тепловая, обеспечивающая активную генерацию УВ при геотермическом градиенте 3,5-5,0 °С /100 м и скорости погружения осадков не менее 40-80 м/млн. лет.

Активный очаг генерации в настоящее время может быть истощен или обладать определенной генерационной активностью в зависимости от геологической продолжительности его пребывания в главной зоне нефте и/или газообразования (ГЗН и ГЗГ) и содержащейся в нем исходной органической массы.

Развитие любой науки неизбежно начинается с классификации изучаемых объектов. Их систематизация содействует движению науки со ступени эмпирического накопления знаний на уровень теоретического синтеза и системного обобщения. Такой подход возможен лишь при условии теоретического осмысления всего многообразия факторов.

Необходимость систематизации геологических объектов стимулирует развитие теоретических основ науки в целом и нефтегазовой геологии в частности.

Системный подход в науке, базирующийся на достоверных научных фактах позволяет делать обоснованные прогнозы и способствует развитию той или отрасли геологической науки. По мнению Н.А.Еременко (9), одной из причин осложняющих применение законов формальной логики в геологии при проведении систематизации являются свойства изучаемых объектов.

Сложное взаимоотношение и взаимодействие геологических объектов, их различие в генезисе, а также возможность образования при одних и тех же условиях различных нафтидов (например, нефти и газа), сложные процессы превращения при изменении термобарических условий, затрудняют выбор одного существенного признака, по которому могла быть произведена их естественная систематизация по канонам формальной логики. Именно поэтому в последние годы ученые при проведении системного анализа стали брать за основу генетические признаки геологических объектов.

Представляется целесообразным начинать анализ с простейшей системы, состоящей из таких естественных элементов как осадочная порода и содержащиеся в ней флюиды, органическое вещество или продукты его преобразования (нефть, конденсат и газ).

Общим основанием для выделения их в единую систему является одновременное и закономерное их присутствие в ограниченном геологическом пространстве. Первым шагом в системном анализе является выделение или ограничение системы. Проведение границ системы является важной функцией в системно-структурном анализе. Эти границы определяют постулат, который кладется в основу логических построений. В нефтегазовой геологии чаще всего за основу системы выбирается осадочный бассейн или осадочный комплекс

Существует довольно много определений понятия «система». Например, А.Н. Дмитриевский считает, что «системность это всеобщая закономерность строения всего материального мира» (8). По определению В.Н.Лопатина (17) « Осадочно-породный бассейн представляет полиструктурное, многоуровневое, иерархическое образование и слагается комплексом взаимосвязанных элементов». Н.А.Еременко и Г.В.Чилингар считают, что «геологическая система – это совокупность взаимосвязанных природных элементов литосферы, образующих единое целое, со своими специфическими свойствами, изменяющимися во времени» (9). Классификация природных систем проводилась многими исследователями (В.Г.Афанасьева, А.И.Берг, М.Д.Белонина, И.О.Брод, А.А, Бакиров,

Л.А.Буряковский, А.Н.Дмитриевский, Н.А.Еременко, А.Э.Конторович, Ю.А.Косыгин, Н.В. Лопатин, В.Д.Наливкин, А.А.Трофимук и другие).

Углеводородные системы (petroleum system) в нефтегазовой геологии стали выделяться относительно недавно. Их классификация проводилась рядом исследователей на базе изучения различных ее элементов. Например, Магун (Magoon, 1989) провел классификацию углеводородных систем США с учетом различного состава коллекторов (кремнистый /карбонатный). Другие исследователи предлагают проводить классификацию углеводородных систем по различию типов керогена (сапропелевый/гумусовый), или возрасту НГМП.

Димейзон (Demaison) соавторами (1991) выделили 38 углеводородных систем мира по размерам запасов нефти и газа в открытых месторождениях (супергиганты, гиганты, крупные и средние). Некоторые исследователи классифицируют углеводородные системы по типам ловушек (сложные/ простые) или видам миграции УВ (вертикальная/ латеральная) и т.д. Различают также типичные и нетипичные углеводородные системы. К первым относятся системы, в пределах которых образование залежей УВ происходило из очага генерации образованного НГМП, прошедшими в нормальном тепловом режиме все стадии катагенеза. Ко вторым - когда их образование происходило за счет нетрадиционных источников, например внедрения тепловых растворов или магмы в виде даек, а также биогенных газов или газа при распаде газогидратов.

Наименование углеводородных систем обычно состоит из сочетания индекса возраста или локального названия НГМП и названия регионального резервуара, вмещающего все известные залежи УВ, генерированные данной НГМП.

Один и тот же источник генерации УВ может формировать несколько углеводородных систем (например, доманиковая толща на Русской платформе или баженовская свита в Западной Сибири). Кроме того, в пределах одного бассейна может быть выделено несколько суббассейнов, в каждом из которых могут автономно формироваться отдельные углеводородные системы.

В отечественной нефтегазовой литературе широко используется термин «нефтегазоносный комплекс», под которым понимается совокупность нескольких нефтегазоносных структурно-литологических формаций, объединяемых по геологическому возрасту или генетическому единству формирования залежей. Этот термин в отличие от термина «углеводородные системы» не включает генетическую модель их формирования с использованием геохимических данных, без которых выделение УС теряет практический смысл.

Важным направлением изучения углеводородных систем осадочных бассейнов является применение методов геохимии коллекторов, имеющих научный и экономический интерес.

Основной целью этого, относительно нового направления нефтяной геологической науки является изучение всех видов флюидов (нефть, газ,

вода) насыщающих коллекторы, а также их минеральной составляющей. Это особенно важно т.к. процессы формирования углеводородных систем непосредственно связаны с историей образования пористой среды коллектора, вмещающей залежи углеводородов. Кроме чисто научного интереса, изучение геохимии коллекторов может способствовать решению ряда вопросов при проведении поисково-разведочных работ и освоения месторождений нефти и газа.

При проведении поисковых работ с применением геохимических методов прогноза можно с достаточной обоснованностью определять основные направления путей миграции УВ из очага генерации в ловушки и таким образом корректировать локальный прогноз, полученный геолого-геофизическими методами. В процессе освоения месторождения с помощью изучения геохимии коллекторов на базе изменения состава флюидов можно установить также местоположение в разрезе скважины продуцирующего горизонта и фазовое состояние залежи.

ГЛАВА II.

ГЕОХИМИЧЕСКАЯ СОСТАВЛЯЮЩАЯ УГЛЕВОДОРОДНЫХ СИСТЕМ

Среди геохимических методов выделения углеводородных систем в настоящее время наиболее широко применяется метод корреляции нефть-материнская порода по результатам исследования молекулярного и изотопного состава нефтей и битумоидов с использованием капиллярной хроматографии и масс-спектрометрии (биомаркерный анализ). Их детальное описание приведено в ряде работ отечественных и иностранных исследователей и поэтому нет необходимости их освещения в данной работе (7,13, 34, 39,40). Следует лишь отметить, что прямая корреляция нефть-материнская порода не всегда возможна, т.к. имеет ряд ограничений.

Во-первых, для достоверной корреляции нужен тщательный отбор образцов из НГМП, поскольку содержание ОВ в породах, как по разрезу, так и по площади распространения одних и тех же НГМП сильно варьирует.

Во-вторых, прямые корреляции можно проводить только для зрелых материнских пород и при этом уровень их зрелости не должен значительно отличаться от зрелости нефтей, которая определяется по биомаркерным показателям (40).

В-трертьих, экстракты масляной фракции керогена, используемые для корреляции, не являются точным аналогом масляной фракции нефти. При миграции нефти из очага генерации в ловушку меняется состав ее фракций и поэтому точная корреляция требует геологической привязки очага, путей миграции и ловушки.

Корреляция нефть-материнская порода, являющаяся базовым элементом выделения углеводородных систем, может быть проведена путем анализа биомаркерных показателей анализируемой нефти, т.к. они несут информацию не только об их биогенной природе, но и об условиях накопления типе и зрелости нефтегазоматеринских отложений. При этом полученная геохимическая информация должна рассматриваться в сочетании с имеющимся геологическим и геофизическим материалом по изучаемому региону.

В последние годы появился ряд новых геохимических методов используемых для выделения УС и прогноза нефтегазоносности осадочных бассейнов.

Приведем ряд примеров.

1. Метод изотопной геохронологии

Метод основан на принципе установленного явления прекращения процесса регенерации автогенных (самообразующихся) минералов при

поступлении углеводородов в коллектор. Определив их возраст (например, иллита) в песчаном резервуаре можно определить время поступления УВ в ловушку или проследив этот процесс по простиранию коллектора определить скорость образования залежи в ловушке и пути миграции УВ к ней.

В лабораторных условиях возраст определяется по времени распада радиоактивных элементов и их переходов, таких как калий-аргон (K/Ar), рубидий- стронций (Rb/Sr), уран-торий – стронций (U-Tr-Pb) и др.

2. Метод палеомагнетизма

Установлено, что при заполнении УВ флюидами коллектора образуются автогненные магнетиты и магнитные пириты. Путем определения палеомагнетизма этих минералов с учетом хронологии полярностей геомагнетизма можно определить время и продолжительность процессов миграции и аккумуляции УВ т.к. при подъеме залежей в зону гипергенеза в окислительных условиях образуются вторичные гематиты, а образование магнетитов прекращается. Это позволяет определить время формирования залежей.

3. Метод определения возраста залежей

Окисленные нефти и твердые асфальты фиксируют информацию о разрушении нефтяных палеозалежей. Методом определения отражательной способности можно проследить историю преобразования УВ флюидов в твердые асфальты и время разрушения залежей. В них также содержится некоторое количество урановых минералов и поэтому методом изотопной геохронологии можно определить их абсолютный возраст.

4. Метод определения изотопа йода

Метод основан на определении возраста залежей УВ путем изучения изотопа йода (J^{1291}) в водах подпирающих залежи. Период полураспада изотопа йода составляет 15,7 млн. лет. Обычно возраст минеральной воды, подпирающей залежь УВ древнее воды коллектора. Считается, что она поступила в ловушку вместе с УВ флюидами. Определив изотопный состав йода в минеральных водах залежи и коллектора можно определить относительный возраст УВ залежи.

Все перечисленные выше методы в комплексе позволяют решать главную задачу – выделение в осадочном чехле изучаемого бассейна углеводородных систем. Концепция применения методики выделения углеводородных систем при прогнозе нефтегазоносности осадочных бассейнов подтвердила свою практическую значимость на примере целого ряда мировых бассейнов различного геодинамического строения. Оценка мировых ресурсов нефти и газа с применением в углеводородных системах

мировых бассейнов была проведена недавно специалистами Геологической службы США (20).

Изучение углеводородных систем проводится путем определения и сравнительного анализа геологических и геохимических процессов ведущих к формированию флюидодинамических систем, в пределах которых эти процессы во времени и пространстве протекали автономно.

Использование геохимических данных в этом случае способствует определению источника (очага генерации) углеводородов и времени их поступления в коллектор относительно времени формирования ловушек. Эффективность использования геохимических методов при поисковых работах возрастает при их комплексировании с методами сейсмостратиграфии, резервуарной геологии, литологии и др.

Углеводородная система это нафтидогенерирующая и аккумулирующая система, функционирующая в геологическом времени и пространстве. Эта система требует благоприятного сочетания во времени определенных геологических элементов и геохимических процессов, реально присутствовавших и протекающих в ходе геологической эволюции бассейна. Три геологических процесса – генерация, миграция и аккумуляция УВ проходят последовательно и соответственно являются взаимозависимыми. Эффективность объема генерации УВ контролируется, в основном, химическими процессами биологической трансформации органического вещества (ОВ) нефтегазоматеринских пород (НГМП) в кероген в течение всего периода накопления в породах ОВ (Demaison и Huizizngа, 1984) и термокаталитическими процессами трансформации керогена в углеводороды (Tissot и Welte, 1987). Полезным инструментом определения масштаба генерации УВ в разрезе бассейна является определение генерационного индекса пород (SPA), выраженного в тоннах:

$$SPA = \frac{H\,(S_1 + S_2)\,p}{1000},$$

где:

H – суммарная мощность НГМП, м

$S_1 + S$ – средний объем генерации (в кг. УВ на тонну породы)

p – плотность НГМП (т/м^3), в среднем 2,5 т/м^3

Суммарная мощность НГМП включает только породы, имеющие генерационный потенциал более 2 кг/т. породы. Однако если биомаркерный анализ указывает на несомненную связь, коррелируемых нефтей с менее богатыми НГМП, то в этом случае нижний предел обогащенности ОВ керогена может быть снижен до 1 УВ кг/т. породы.

Для определения мощности НГМП следует также учитывать угол наклона скважины и структурные особенности пород.

Используя средние значения SPI измеренных в пределах очагов генерации или на участках непосредственно примыкающих к ним можно составить представление о перспективах нефтегазоносности осадочного бассейна. В хорошо разведанных бассейнах существует положительная корреляция между величиной параметра SPI НГМП и количеством ресурсов нефти и газа. Исследования американских ученных, проведенных для большинства бассейнов мира показывают, что чем выше значения SPI, тем больше в данном бассейне открыто крупных и гигантских месторождений и наоборот (20).

Обогащенность НГМП обычно выражается УВ генерационным потенциалом ($S_1 + S_2$), который определяется методом пиролиза (Rock-Eval) и представляет собой суммарный объем исходного и остаточного генерационного потенциала керогена после вхождения НГМП в ГЗН.

Этот параметр является полезным инструментом определения регионального масштаба нефтегазообразования в осадочном бассейне и часто используется для определения общего количества ресурсов нефти и газа, аккумулированных в бассейне. При расчетах следует учесть потери при миграции УВ из очага генерации в ловушки. Объем этих потерь может варьировать в зависимости от угла наклона пород-коллекторов, плотности воды и нефти, межфазовой напряженности, степени влажности и фациальной изменчивости пород. В связи с этим математическое моделирование количества генерированных УВ из большого объема НГМП, имеющих различную мощность и литофациальный состав, обогащенность керогеном, зрелость, режим давления и т.д. представляется достаточно сложным. Именно по этой причине для определения региональной нефтегазоносности бассейна применяется параметр генерационного индекса НГМП (SPI).

Димейзон и Гуизинга (Dimaison , Huizinga, 2002) на основе большого количества собранных статистических данных по изменению значений величины SPI в изученных платформенных бассейнах мира (Иллинойс, Ориенте, Западно - Сибирский , Аравийской платформы и др.), пришли к выводу, что при низких (SPI< 2т УВ/м^2) и средних (2<_SPI<7 т УВ/ м^2) значениях генерационного индекса количество мелких и средних по запасам УВ месторождений преобладает над крупными, и наоборот при высоких значениях (SPI > 7 т. УВ/ м^2) вероятность обнаружение крупных и гигантских по запасам УВ месторождений возрастает(20).

После установления относительной величины генерационного потенциала НГМП в определенном очаге генерации в пределах выделенной углеводородной системы необходимо проследить изменение этого важного параметра по площади распространения НГМП в бассейне. При этом широко используются методы интегрирования параметра SPI с двух и трехмерными моделями погружения НГМП, картами катагенеза ОВ на

разных глубинных уровнях, а также палеогеографическим и палеолитофациальными региональными картами. Такой подход к изучению углеводородных систем позволяет проследить условия накопления НГМП, установить вероятное местоположение активного очага генерации УВ и преимущественное направление путей миграции к ловушкам.

Геохимическая составляющая изучения углеводородных систем является необходимой и крайне важной частью общей оценки перспектив нефтегазоносности и прогноза ресурсов УВ не только для отдельных стратиграфических комплексов, но и осадочного бассейна в целом.

ГЛАВА III.

УГЛЕВОДОРОДНЫЕ СИСТЕМЫ ВОСТОЧНО-ЕВРОПЕЙСКОЙ ПЛАТФОРМЫ

На обширной территории Российской Федерации располагаются осадочные бассейны разнообразных геодинамических типов и строения, имеющих различный нефтегазовый потенциал (рис.1).

Восточно - Европейская платформа, площадь которой составляет более 5 млн. км^2 включает три древних платформенных нефтегазоносных бассейна: Тимано-Печорский, Волго-Уральский и Прикаспийский. Общей чертой их тектонического строения является древний - архейско-раннепротерозойский возраст фундамента, представленный дислоцированными сланцевыми и эффузивно-сланцевыми породами рифея и венда.

В пределах Европейской части России наиболее перспективными в нефтегазоносном отношении являются территории древних платформ, расположенных в пределах Восточно-Европейской плиты. В них сосредоточено более половины всех промышленных запасов и перспективных ресурсов нефти и газа. В результате проведения многолетних поисково-разведочных работ и разработке открытых нефтяных и газовых месторождений начальный потенциал нефтегазоносности недр европейской части России значительно сократился.

Согласно последней количественной оценке начальные суммарные ресурсы (НСР) нефти в среднем по региону (без морской части) разведаны на 68 % и выработаны на 45 %, а НСР газа соответственно на 40 % и на 14 %. В «старых» нефтедобывающих районах Урало-Поволжья и Севеврного Кавказа разведано до 80-90 % начального потенциала нефтегазоносности региона. Несмотря на это нефтегазовый потенциал Восточно-Европейской плиты еще далеко не исчерпан. Перспективы открытия крупных месторождений нефти и газа сохраняются в подсолевых палеозойских отложениях Прикаспийского бассейна и глубоко залегающих горизонтах Тимано-Печорского бассейна.

В ряд высоко перспективных направлений нужно поставить и освоение поднадвиговых отложений Предуральского прогиба, которое реализуется слабо при всей очевидности геологических предпосылок и высокой эффективности изучения надвиговых систем во многих бассейнах мира. Самостоятельным и высоко перспективным нефтепоисковым регионом остаются акваториальные части Восточно-Европейской плиты и, прежде всего Баренцового моря, где сосредоточено порядка 3 млрд. т. жидких и свыше 20 трлн. м^3 газообразных углеводородов.

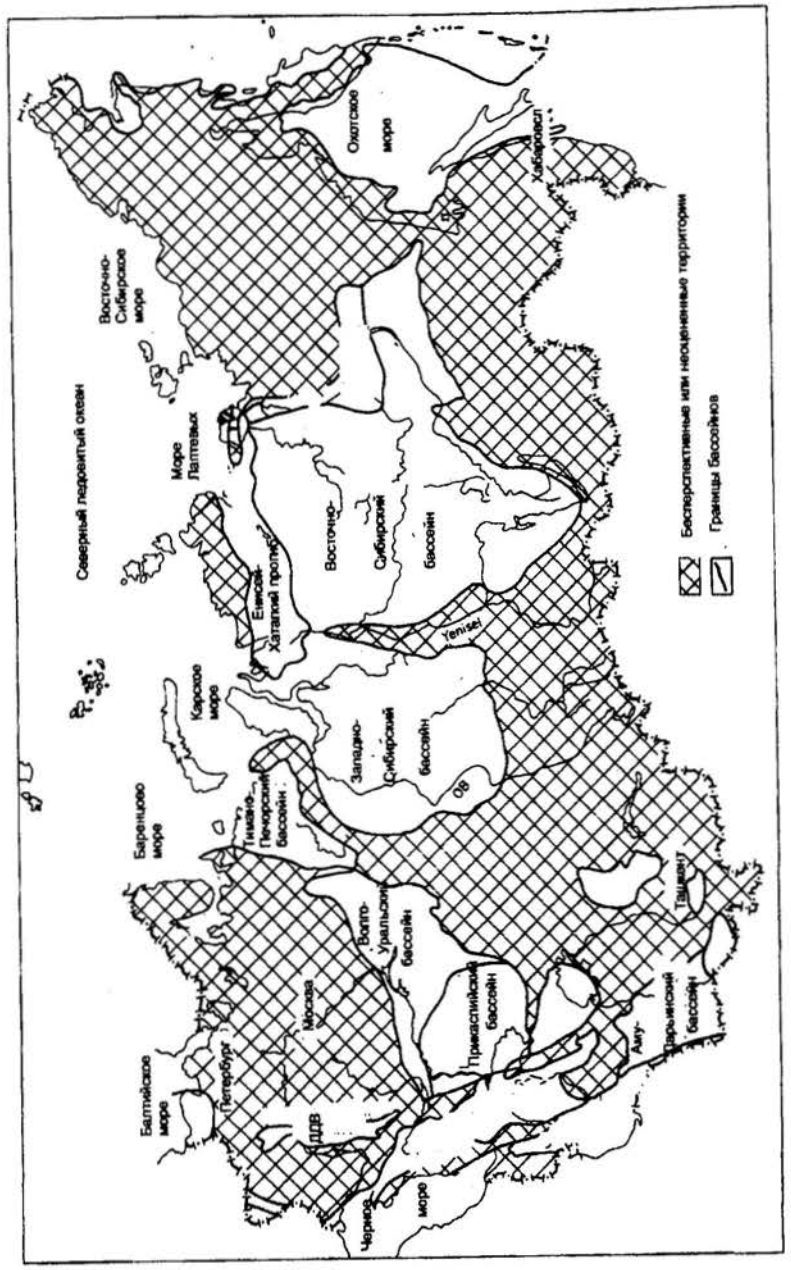


Рис. 1.

Рис. 1. Схема тектонического районирования нефтегазоносных бассейнов СНГ

1. ТИМАНО - ПЕЧОРСКИЙ БАССЕЙН

1.1. Основные черты геологического строения и развития

Приведенная ниже модель геодинамического строения и развития бассейна составлена В.С.Шеиным (33).

Тимано-Печорский нефтегазоносный бассейн формировался в течении рифейско-кембрийского, ордовикско-раннедевонского и среднедевонско-кайнозойского циклов геодинамической эволюции. Каждому из них свойственны определенные типы плитотектонических структур, в пределах которых формировались автономные углеводородные системы.

На рифейско-кембрийском этапе были сформированы Тиманский, Хорейверский, Пайхойский и Уральский рифты, над которыми в венде-раннем кембрии образовались надрифтовые прогибы, а в позднем кембрии, прилегающие к Уральскому океану пассивные континентальные окраины.

В ордовикско-раннедевонское время процессы рифтогенеза возобновились, в результате чего были сформированы Колвинская и Варандлей-Адзвинская внутриконтинентальные и Коротаихинская и Лемвинская окраинно-континентальные рифтовые зоны. С этого времени и вплоть до раннего девона в этих зонах накапливались пассивноокраинные толщи пород за счет сноса осадочного материала с Тиманского и Хорейверского поднятий, а также с расположенных вокруг них островных дуг. В среднедевонско-кайнозойское время (средний девон-франский этап) продолжалось формирование многочисленных более мелких по размерам и протяженности рифтовых зон, расчленивших регион на отдельные тектонические блоки. В глубоководных частях бассейна накапливались осадочные породы доманикового типа, а в мелководных на границе шельфовой зоны и склона морского бассейна формировались барьерные рифы.

В начале карбона и до раннего триаса происходило столкновения плит и произошло формирование Уральского и Пайхойского горно-складчатогобрамления бассейна и прилегающих к ним краевых прогибов и надвигов

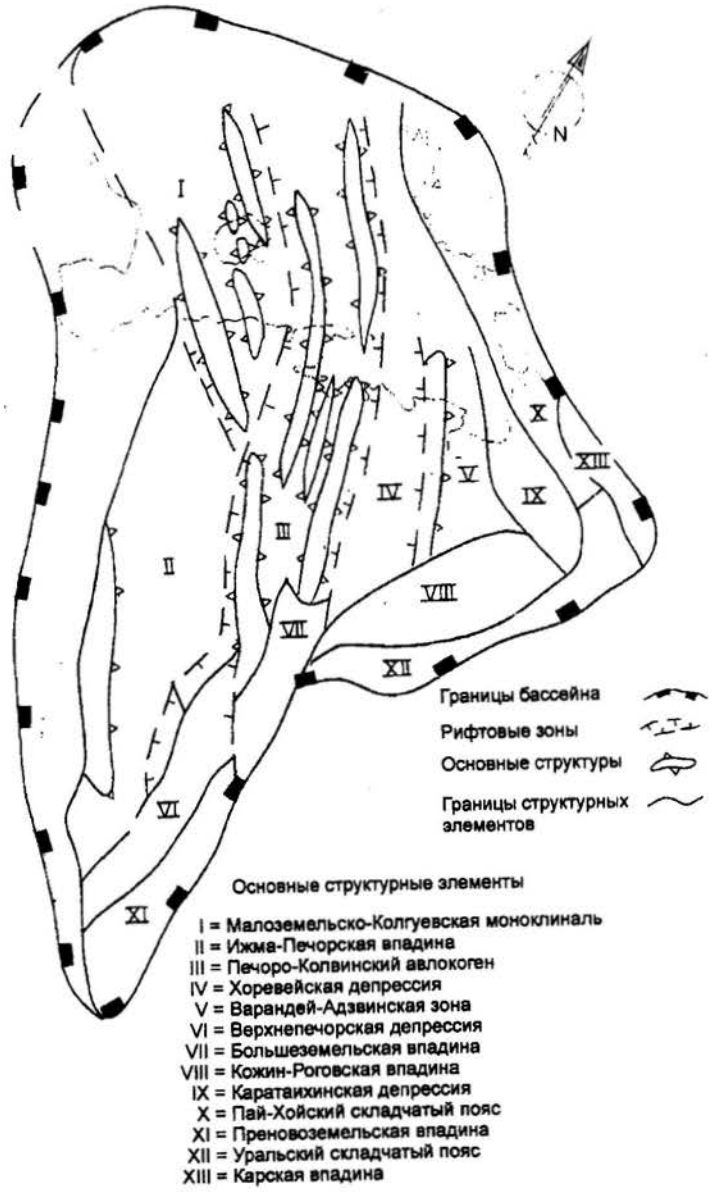


Рис. 2 Структурно-тектоническая схема Тимано-Печорского бассейна

В позднем триасе-кайнозое преобладали процессы изостатического выравнивания земной коры и происходило накопление неоавтохтонных толщ. К этому времени и сформировался современный тектонический план Тимано-Печорского бассейна (рис.2).

Практически все образовавшиеся тектонические структуры являются благоприятными для формирования углеводородных систем, однако не на каждом этапе геодинамического развития бассейна происходило накопление регионально развитых НГМП и активных очагов генерации УВ. Об этом свидетельствуют геохимические данные, приведенные в работе Т.К. Баженовой и др. (2). Авторы выделяют в бассейне девять основных нефтегазоматеринских горизонтов на разных стратиграфических уровнях, среди которых рифей - вендского возраста не были установлены (таблица 1).

Таблица 1

Основные характеристики нефтегазоматеринских пород Тимано-Печорского бассейна

Возраст	Мощность, м	Содержание ОВ,%	Основные генетические типы ОВ
S_1	20-200	0.1-1.05	альгогенные сапрпелиты
S_2	50-300	0.1-2.06	сапропелиты
D_1	100-1000	0.1-13.16	сапропелиты, гумито-сапропелиты
D_2	20-200	0.1-2.36	альгогенные сапропелиты, гумито-сапропелиты
D_{3tm-sr}	20-200	0.2-4.07	гумито-сапропелиты
$D_{3dm(sm)}$	10-100	0.11-23.66	альгозоогенные сапропелиты
$D_{3\,F2}$-C_{1t}	40-300	0.1-21.65	альгозоогенные сапропелиты
P_{1ar}	50-1000	0.04-3.04	гумито-сапропелиты
P_{1k}	50-70	0.2-2.50	сапропелито-гумиты

Распределение основных разновозрастных НГМП в пределах отдельных выделенных структур показано на рис.3

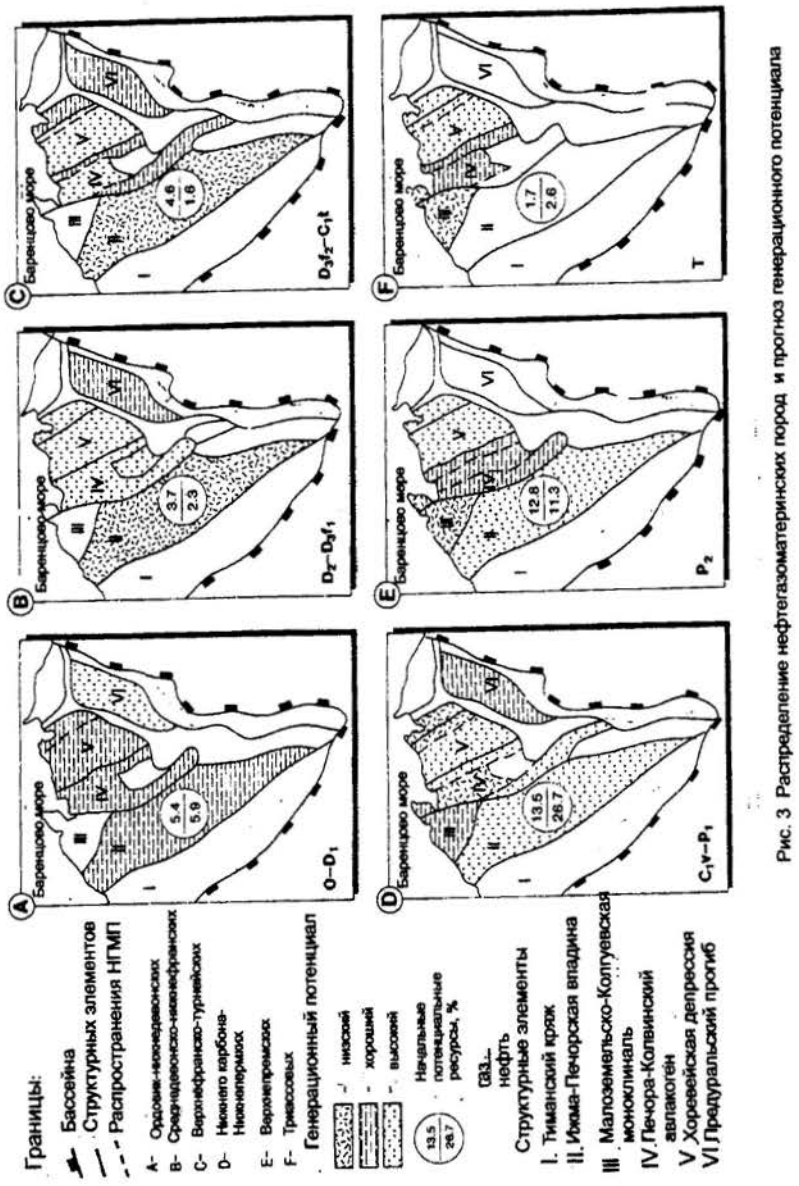


Рис. 3 Распределение нефтегазоматеринских пород и прогноз генерационного потенциала

1.2. Углеводородные системы

А. Силур – нижнедевонская система

На ордовикско-раннедевонском этапе были образованы Колвинская и Варандей-Адзьвинская внутриконтинентальные рифтовые структуры и Коротаихинская и Лемвинская окраинно-континентальные рифты. С этого времени и вплоть до раннего девона в них накапливались пассивно-континентальные отложения, характеризующиеся фациальной изменчивостью в направлении с запада (от Ижма-Печорской синеклизы) на восток (к Косью Роговской впадине). Ордовикские отложения, представленные сульфатно-карбонатными породами сменяются сульфатно-галогенными, а силурийские карбонатные на карбонатно-терригенные. Нижнедевонские отложения представлены преимущественно терригенными породами.

Нефтегазоматеринские породы сапропелевого типа выделены в разрезе нижнего - верхнего силура и нижнего девона. Развиты они, в основном, в пределах наиболее погруженных частей бассейна, образующих очаги генерации УВ в Верхнепечорской впадине и Печоро-Колвинской рифтовой зоне.

Значения современных температур, судя по ряду изученных месторождений, составляет порядка 40-50 °С на глубине 2-2,5 км, постепенно возрастая до 90-100 °С на глубине 4 км и до 170- 180 °С на глубине 6-7 км. В целом отмечаются достаточно низкие величины расчетных значений теплового потока, что характерно для кратонных бассейнов. Применяемые в настоящее время компьютерные тежнологии моделирования термобпрических условий погружения НГМП в процессе развития бассейна позволяют достаточно объективно определить геологическое время начала генерации и эмиграции углеводородов.

На построенных для отдельных структур моделей погружения видно что они вошли в главную зону нефтеобразования (ГЗН) в конце карбона, образуя активные очаги генерации УВ на глубинах от 4 км в Верхнепечорской впадине и до 3 км в Печоро-Колвинском авлакогене (рис. 4 и 5) Генерационный потенциал этих пород невелик и поэтому общий УВ ресурс этой углеводородной системы составляет порядка 5,4 % для нефти и 5,9 % по газу (рис.3). Залежи нефти в этой НГС установлены в отложениях силура и нижнего девона. Нефти, в основном легкие и средние по плотности (0,82-0,87 г/см^2).

Б. Доманик – среднепалеозойская система

Разрез представлен преимущественно терригенными образованиями мощностью до 200-500 м. Максимальная мощность установлена в пределах Печор-Колвинской рифтовой зоны до 1800 м. и отсутствует в центральных частях палеосводов. Продуктивность установлена в песчаных горизонтах, имеющих пористость 6-12 % и проницаемость до 2,8 мД. Региональной покрышкой для этой НГС является широко распространенная кыновско-саргаевская глинистая толща.

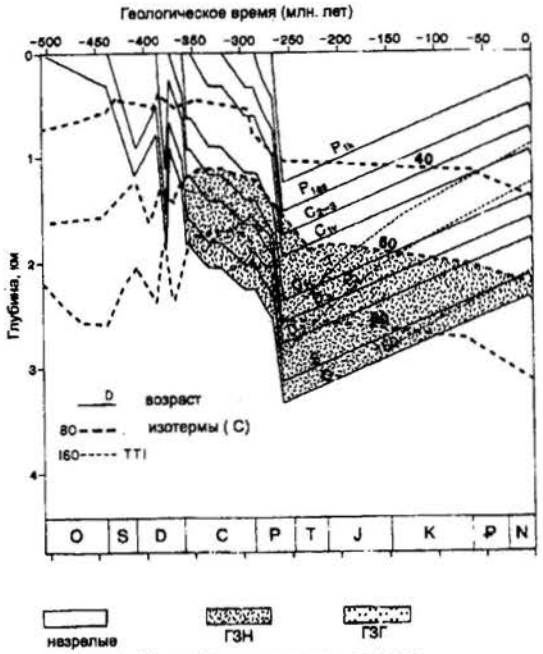


Рис. 4. Ижма-Печорская депрессия
Модель погружения и катагенеза НГМП

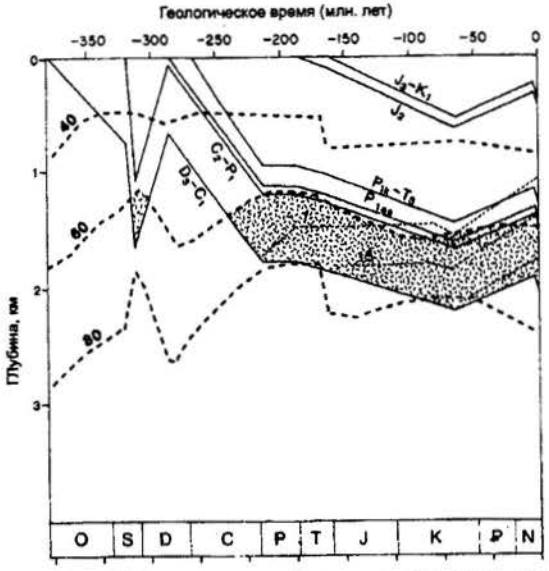


Рис. 5. Малоземельско-Колгуевская моноклиналь
Модель погружения и катагенеза НГМП
Усл. обозначения на рис. 4

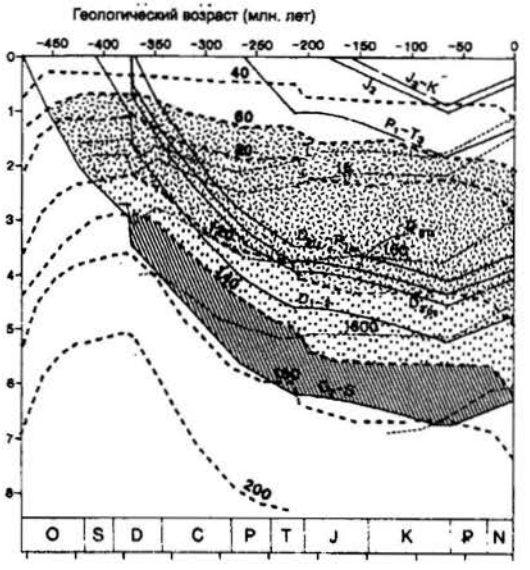


Рис. 6. Печоро-Колвинский авлакоген
Модель погружения и катагенеза НГМП
Усл. обозначения на рис. 4

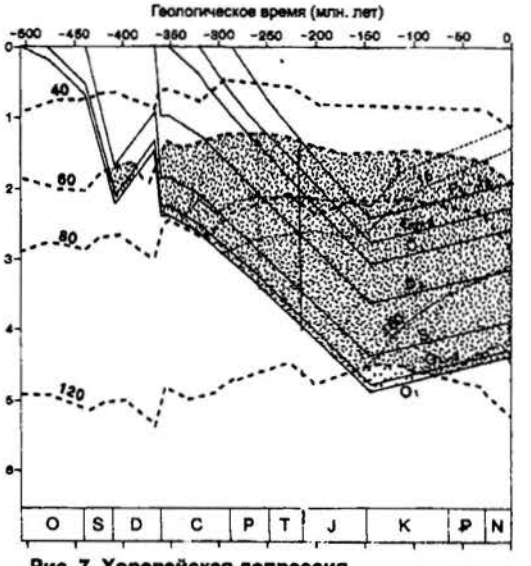


Рис. 7. Хоревейская депрессия
Модель погружения и катагенеза НГМП
Усл. обозначения на рис. 4

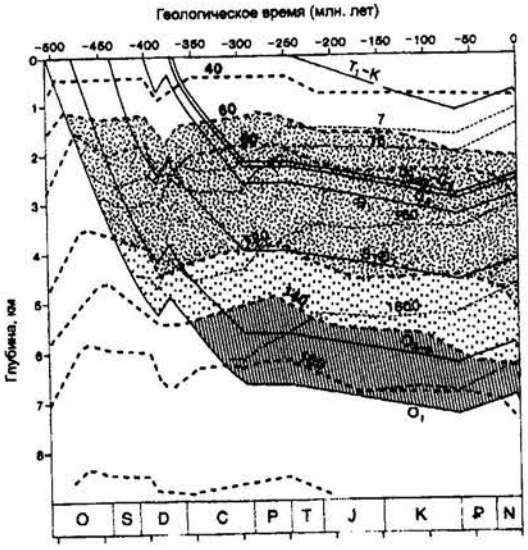


Рис. 8. Варандей-Адавинская зона
Модель погружения и катагенеза НГМП

Усл. обозначения на рис. 4

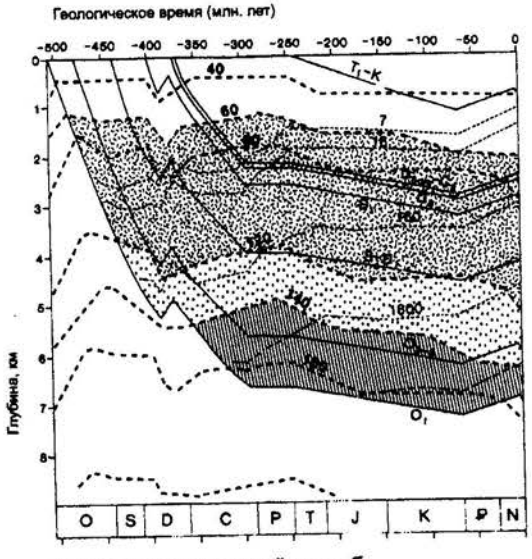


Рис. 9. Предуральский прогиб
Модель погружения и катагенеза НГМП

Усл. обозначения на рис. 4

Основной генерирующей толщей является глинистая толща верхнего девона (доманик), регионально развитая в пределах бассейна. Содержание ОВ в этой толще в ряде изученных скважин достигает 20 % и более. В наиболее погруженных структурных зонах, таких как Печоро-Колвинская, Хревейская и Варандей-Адзвинская (рис.6-8) а также в Предуральском прогибе очаг генерации УВ располагается на глубинах от 2,0 до 3,5 км (рис.9). Генерация углеводородов началась с когнца карбона и продолжалась вплоть до мезоозоя

Доманиковая толща, вероятно, была источником формирования нефтяных залежей в резервуарных породах всего верхнепалеозойского разреза в отмеченных тектонических структурах, обеспечив потенциальные ресурсы УВ в породах верхнего девона и нижнего карбона порядка 18% нефти и 30% газа и в верхней перми до 12,8 % нефти и 11,3 % газа.

Нефтяные и нефтегазовые месторождения установлены в верхнефранско-турнейском комплексе, сложенном известняками и мергелями (саргаевский горизонт) и глинисто-кремнисто карбонатными породами (семилукский горизонт), а также в терригенных коллекторах нижнекаменноугольного возраста и карбонатных породах нижней и верхней перми. Нефти имеют разнообразный состав с тенденцией увеличения плотности и сернистости с глубиной погружения (от 0,81 г/см^3 до 0,87 г/см^3).

В. Мезозойская система

В материковой части бассейна в красноцветных песчаниках триасового возраста выявлены небольшие по запасам залежи газа в Печоро-Колвинской зоне и несколько мелких месторождений нефти в пределах вала Сорокина. Отложения триасового возраста представлены континентальной толщей пестроцветных алевролитов, глин и песчаников, залегающей со стратиграфическим несогласием на разновозрастных горизонтах палеозоя. Они широко распространены в бассейне и отсутствуют лишь на отдельных участках Печоро-Колвинского мегавала. Их мощность возрастает с юга на север от 150 до 1000 м, достигая в Предуральском прогибе 2000 м и более.

Мезозойская система выделяется условно в связи с тем, что в разрезе не установлены НГМП, за исключение верхнеюрских в Притиманской зоне, где встречаются горючие сланцы, но ОВ в этих породах , существенно обогащенное гумусовым материалом крайне незрелое. Последние могут рассматриваться как газогенерирующие, но они пока плохо закартированы.

В конце триаса на юге бассейна погружение прекратилось и начался размыв отложений, в то время как на севере после незначительного перерыва вновь началось погружение, но тепловой поток по сравнению с палеозойским

снизился и геотермический градиент в юре и мелу не превышал 3° /100 м. По данным Т.К. Баженовой и др. (2), если погребение не превышало 1000 м то тепловой градиент в палеозой - триасовых отложениях практически не менялся. Однако, в пределах акватории Баренцового моря, где мощность мезозойских отложений значительно возрастает, характер катагенетической зональности меняется, и поэтому прогноз перспектив нефтегазоносности мезозойской системы становится более оптимистичным.

Проведенный во ВНИГНИ анализ корреляции материнская порода – нефть позволяет выделить три генетических типа нефтей:

I. Нижнее-среднепалеозойская или до-Домаников группа нефтей, генерированных НГМП Ордовика и Силура

II. Верхнепалеозойская группа нефтей, генерированных, в основном, породами Доманика и локально НГМП Карбона и Нижней Перми

III. Смешанная группа нефтей, генерированных разновозрастными НГМП

1.3. Условия формирования углеводородных систем

Геодинамическая история развития Тимано-Печорского бассейна характеризуется неоднократными перестройками структурного плана связанными с инверсионными движениями и надвигами, приведшими к значительному усложнению его строения. По данным ряда исследователей, горно-складчатые обрамления бассейна по надвигам перекрывают осадочный разрез на десятки километров, образуя чешуйчато-надвиговые зоны, под которыми могут формироваться крупные очаги генерации УВ(33). Исходя из этих данных, можно предположить, что в автохтонном осадочном разрезе могут быть обнаружены новые углеводородные системы.

На платформенной территории бассейна в течение всего палеозоя преобладал морской режим осадконакопления, способствующий формированию богатых органикой НГМП и очагов генерации УВ.

В силур - нижнедевонском времени образование залежей происходило вдоль плоскости регионального выклинивания среднедевонских отложений в западном направлении и контролировалось, главным образом, структурными, субширотно ориентированными, ловушками амплитудой 50-150 м и в меньшей степени литологическими ловушками. Литологически экранированные ловушки имеют значительное распространение в бассейне, особенно в отложениях нижнефранского подяруса.

В Ижмо-Печорской впадине и в пределах Колвинского мегавала и Хрейверской впадины залежи преимущественно нефтяные пластово-сводового типа и массивные, реже литологически ограниченные. В пределах каждой из крупных структурно-тектонических, разграниченных разломами

глубокого заложения зон, очаги генерации УВ располагаются, главным образом, в центральных, наиболее погруженных частях. В связи с этим обстоятельством миграционные пути были многосторонними, что и обусловило заполнение ловушек различного типа, расположенных на путях миграции УВ.

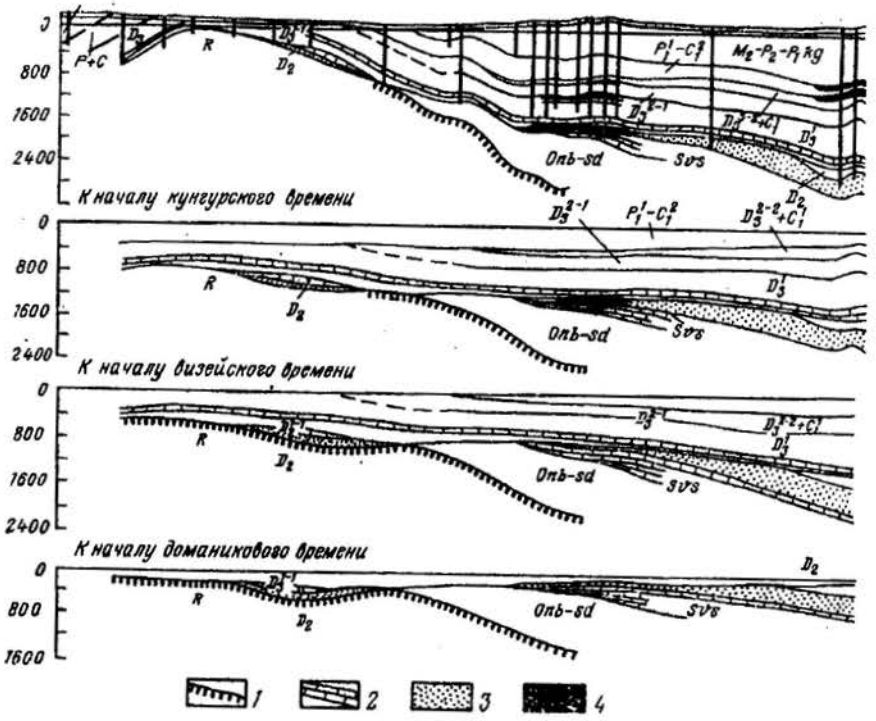


Рис. 10. Палеогеологические и современные профили по линии Ухта - Северный Савиноборо
1 - метаморфические сланцы рифея; 2 - доломиты силура; 3 - терригенные отложения среднего девона; 4 - нефтяные залежи.

На приведенных полеогеологических профилях и палеоструктурных картах по данным Б.Я.Вассермана и Н.Д. Матвиевской (15) отчетливо видно интенсивное погружение и увеличение мощности поддоманиковых отложений в среднедевонское и нижнефранское время в восточной части бассейна, непосредственно прилегающей с запада к современному Предуральскому прогибу (рис. 10-12).

К началу позднефранского времени формирование залежей нефти и газа происходило в ловушках, образованных сочетанием линии выклинивания среднедевонских коллекторов в области их наиболее приподнятого залегания. Здесь образовался обширный по площади залив песчаных отложений эйфельского яруса, в который стягивались УВ в процессе их

миграции из громадной по площади очага генерации. Емкость этой ловушки была практически неограниченной. На этих профилях по регионально

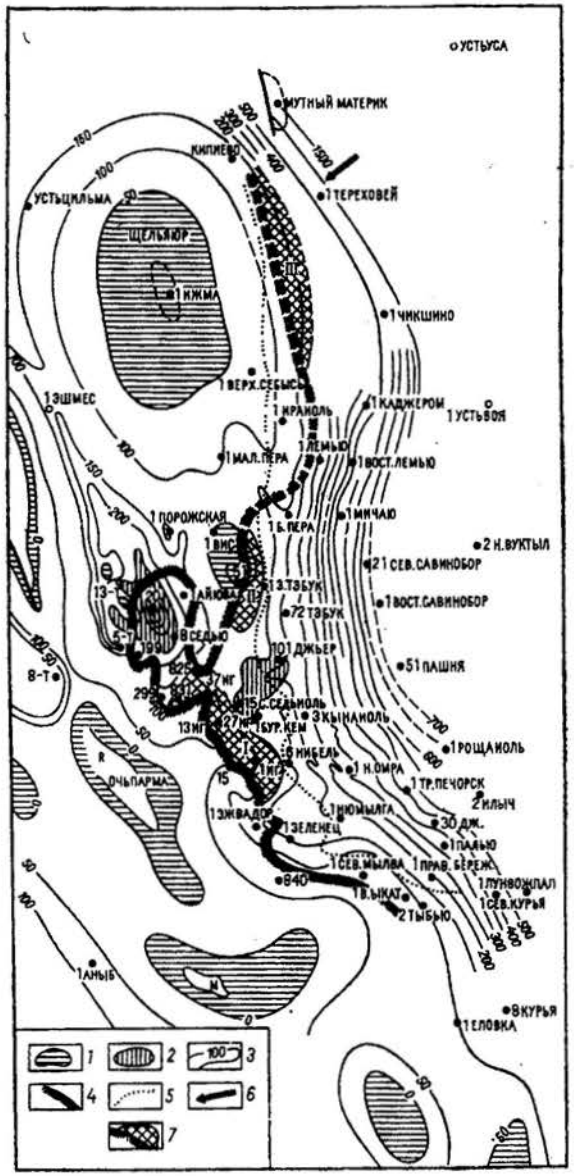


Рис. 11. Палеоструктурная карта южной части Тимано-Печорской провинции по подошве девонских отложений к началу доманикового времени.

1 – локальные поднятия; 2 – локальные мульды; 3 – линии равных мощностей поддоманиковых девонских отложений; 4 – западная граница распространения песчаников III пласта эйфельского яруса; 5 – западная граница распространения песчаников Iв пласта живетского яруса; 6 – возможные направления миграции углеводородов по среднедевонским коллекторам; 7 – структурно-стратиграфические ловушки; I – Верхнеижемская; II – Западно-Тэбукская; III – Лыжско-Лузская.

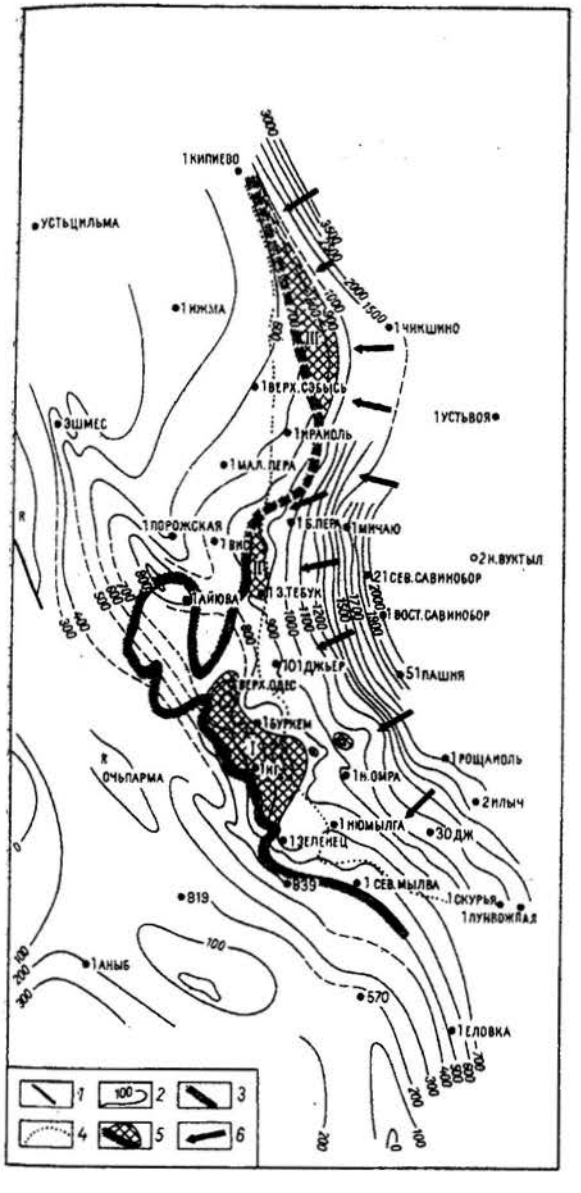


Рис.12. Палеоструктурная карта южной части Тимано-Печорской провинции по подошве девона к началу визейского времени.

1 – тектонические нарушения; 2 – линии равных мощностей девонских и турнейских отложений; 3 – западная граница распространения песчаников III пласта эйфельского яруса; 4 – западная граница распространения песчаников Iв пласта живетского яруса; 5 – структурно-стратиграфические ловушки: I – Верхнеижемская; II – Западно-Тэбукская; III – Лыжско-Лузская; 6 – направления миграционных потоков.

распространенному горизонту плотных доломитов силура также хорошо прослеживается граница раздела двух до - и последоманиковых углеводородных систем.

В Доманик - Верхнепалеозойской системе залежи УВ установлены в верхнедевонских карбонатных отложениях, в том числе в ловушках рифового типа. Зона распространения рифогенных тел протягивается узкой полосой, шириной порядка 5-10 км через центральную часть Ижмо-Печорской впадины в близи зоны выклинивания отложений среднего девона (рис. 13). В верхнедевонское время в восточной части бассейна, прилегающей к Тиманскому кряжу, происходило интенсивное погружение отложений доманика, приведшее к формированию в наиболее погруженной ее части активного очага генерации УВ. Латеральная миграция УВ в западном направлении по восстанию пластов коллекторов началась в конце карбона и продолжалась до палеогенового времени. Региональным барьером на пути миграции УВ являлась зона выклинивания песчаников эйфельского возраста. Дальнейшее перемещение флюидов происходило вдоль литологического экрана в сторону наиболее приподнятого залегания пластов с заполнением всех структурных и стратиграфических ловушек, расположенных в непосредственной близости к этому экрану (рис. 14). Вероятно, именно в течение каменноугольного времени структурные и стратиграфически-структурные ловушки заполнялись преимущественно нефтью.

Промышленная нефтеносность установлена также в живетских и пашийских отложениях, а газоносность в карбонатных породах эйфельского яруса. Как самостоятельную область нефтенакопления можно выделить зону широкого распространения залежей в пермских отложениях в пределах Печоро-Колвинского мегававла, где НГМП доманика находились в главной зоне нефтенакопления с конца карбона и до неогена. Очаг генерации залегал на небольшой глубине (2-3 км) благодаря высокому тепловому градиенту в этой зоне. Нефтегазоносносность практически всех установленных в этой системе отложений формировалась, в основном, за счет генерации УВ из НГМП доманика, катагенетический уровень зрелости которых постепенно повышался с севера на юг, формируя разнообразный фазовый состав образующихся залежей. Условия формирования залежей в мезозойской углеводородной системе пока не ясны.

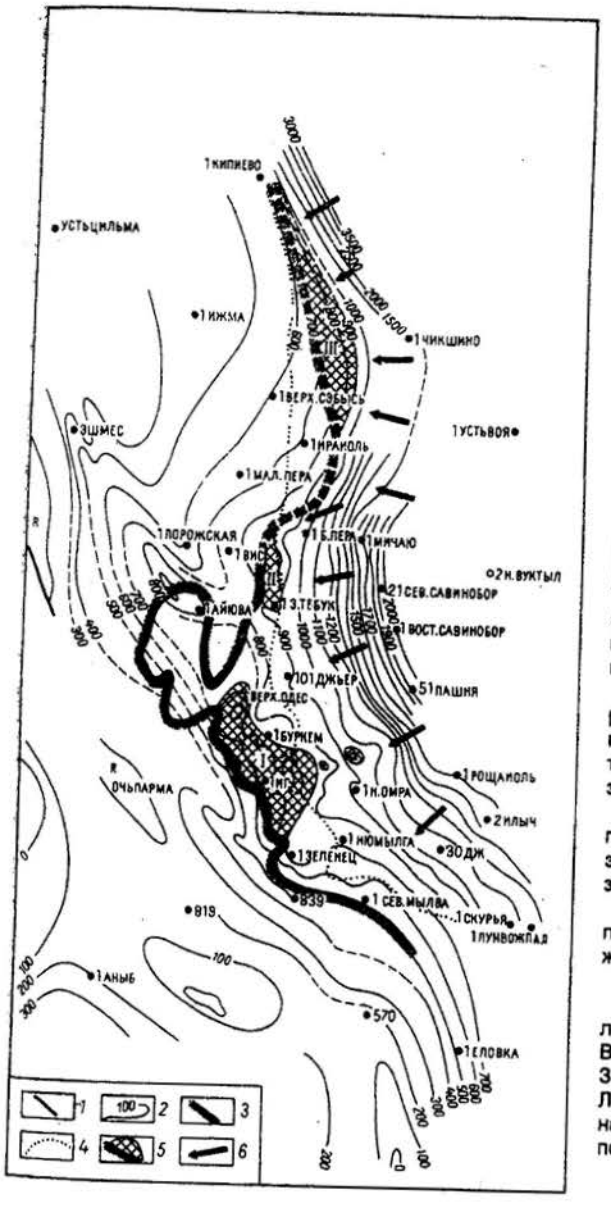


Рис. 13. Палеоструктурная карта южной части Тимано-Печорской провинции по подошве девона к началу визей-ского времени.

1 – тектоническое нарушение; 2 – линии равных мощностей девонских и турнейских отложений; 3 – западная граница распространения песчаников III пласта эйфельского яруса; 4 – западная граница распространения песчаников Iв пласта живетского яруса; 5 – структурно-стратиграфические ловушки: I – Верхнеижемская; II – Западно-Тэбукская; III – Лыжско-Лузская; 6 – направления миграционных потоков.

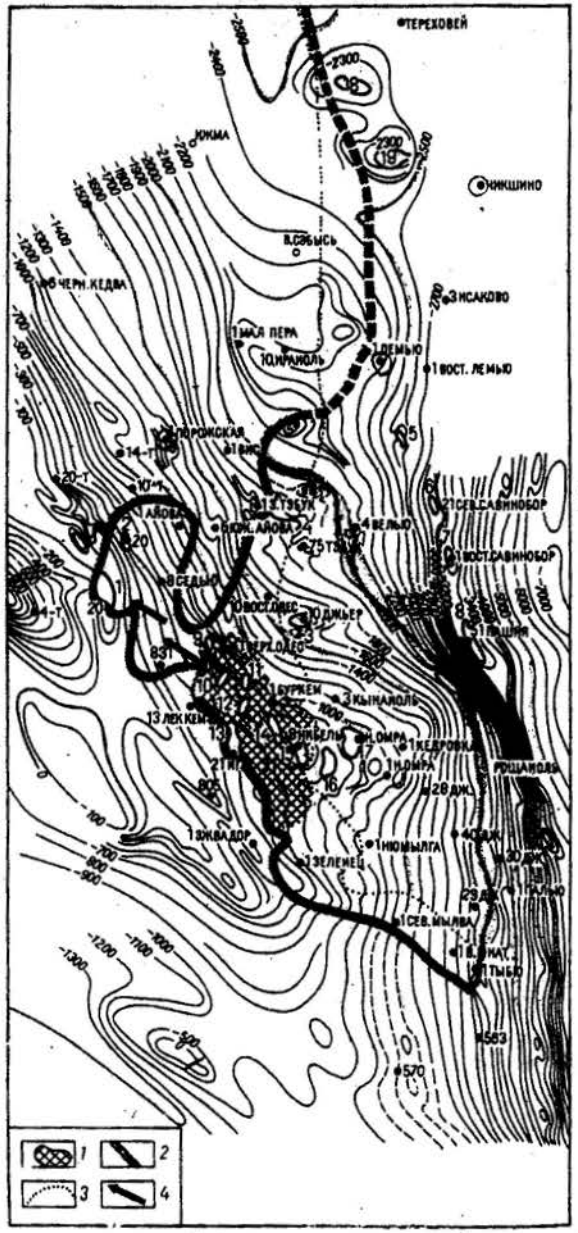


Рис. 14. Структурная карта южной части Тимано-Печорской провинции по подошве девона.

1 – площадь древней Верхнеижемской структурно-стратиграфической ловушки; 2 – западная граница распространения песчаников III пласта эйфельского яруса; 3 – западная граница распространения песчаников Iв пласта живетского яруса; 4 – направление перетока нефти из Верхнеижемской структурно-стратиграфической ловушки к своду Ухтинской складки при переформировании структурного плана в послепермское время. Цифры на карте: месторождения: нефтяные: 1 – Ярегское, 2 – Чибьюское, 3 – Джьерское, 4 – Западно-Тэбукское, 5 – Мичаюское, 6 – Северо-Савиноборское, 8 – Пашнинское; газовые: 9 – Нямедское, 10 – Кушкоджское, 11 – Седьиольское, 12 – Роздинское, 13 – Изкосьгоринское; газонефтяные: 14 – Войвожское, 15 – Нибельское, 16 – Верхнеомринское, 17 – Нижнеомринское; структуры: 18 – Верхнелыжская, 19 – Лузская

1.4. Перспективы нефтегазоносности

Перспективы нефтегазоносности выделенных систем неравнозначны в пределах различных структурных элементов Тимано-Печорского бассейна (рис. 15).

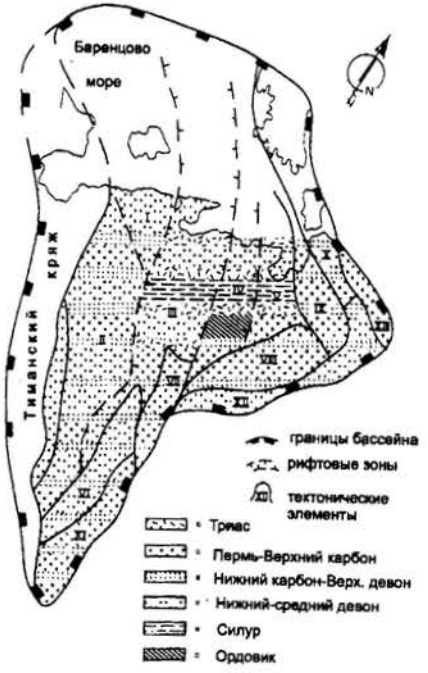


Рис. 15. Схематическая карта перспектив нефтегазоносности Тимано-Печорского бассейна

I. На Малоземельско-Колгуевской моноклинали основные перспективы поиска нефтяных залежей связаны выявлением ловушек выклинивания песчаников среднего девона и рифовых в карбонатных отложениях верхнего девона и нижнего карбона. Очаг генерации УВ располагался в южной части этой структуры, откуда миграция УВ могла присходить в северном

направлении, способствуя заполнению ловушек по принципу дифференциального улавливания.

II. В пределах Ижма-Печорской депрессии поисковый интерес представляют, в основном, резервуарные породы доманик – верхнепалеозойской системы. Нефтяные залежи уже установлены в рифовых структурных ловушках верхнего девона (средний фамен), таких как западно и восточно Тэбукская, Пашийская и др. Очаг генерации домаиковых НГМП располагался в наиболее погруженной части депрессии на глубине порядка 3,0 – 3,5 км, откуда миграция УВ происходила в западном направлении заполняя рифовые ловушки на Тэбукской ступени и стратиграфические ловушки нижнего карбона и нижней перми на Джебольской ступени. Кроме того, перспективными, особенно для поиска газовых и газоконденсатных месторождений, могут быть отложения нижней палеозойской системы в пределах Мичаю-Пашийского вала, где установлены НГМП нижнего-среднего девона, находящиеся на поздней стадии зрелости, на глубинах до 4,5 км.

III. На территории Печоро-Колвинского авлакогена, в отличие от Ижма-Печорской депрессии перспективными являются отложения всех трех выделенных нефтегазоносных систем в резервуарных породах которых в настоящее время уже установлены залежи нефти, газа и газоконденсата. Высокий тепловой поток, характерный для рифтовых зон способствовал быстрому прогреву до-домаиковых и домаиковых НГМП и поэтому в бассейне наблюдается нормальная вертикальная фазовая зональность по всему разрезу отложений. На глубинах 4,0-4,5 км в среднедевонских песчаных резервуарах открыты газовые и нефтегазовые залежи, а в верхнедевонских карбонатных породах, в основном, нефтяные.

Очаг генерации в нижнепалеозойское время располагался в пределах Денисовской впадины на глубине порядка 4,0 км и генерировал с начала карбонового времени жидкие УВ, но благодаря быстрому погружению и интенсивному прогреву также газообразные УВ, начиная уже с верхнепермского времени. Доманикоидные НГМП образуют в это время два очага генерации – один на глубине около 3,0-3,5 км в пределах Денисовской впадины, а другой в Харьяго-Усинском прогибе. Оба очага генерировали жидкие УВ, начиная с верхнепермского времени и до неогена включительно, питая сформированные к этому времени ловушки верхнего девона, карбона и нижней перми.

В геологической истории бассейна это пример редкого и благоприятного сочетания в системах двух очагов генерации УВ, расположенных в пределах одной крупной структуры и формирующих одновременно залежи в вышележащих ловушках. Это обстоятельство позволяет высоко оценивать перспективы нефтегазоносности Печоро-Колвинского авлакогена, где могут быть обнаружены залежи газа и

газоконденсата в резервуарных породах нижнепалеозойской системы и нефтяные и газонефтяные в карбонатных коллекторах доманик - верхнепалеозойской системы.

IV. В Хорейверской депрессии основными поисковыми объектами залежей УВ являются песчаные резервуары ордовика и силура , где нефтепроизводящими являются глинисто-алевритовые породы силура и среднего девона, погруженные на глубину до 3,5- 4,0 км.

Активный очаг генерации УВ располагался в районе Мусюшерского прогиба, где отмеченные НГМП начали погружаться в главную зону нефтеобразования с конца девона и постепенно проходили все стадии катагенеза и в настоящее время находятся в зоне интенсивного газообразования. В отличие от пород нижележащей углеводородной системы весь разрез доманик-верхнепалеозойской системы не погружался на территории данной впадины глубже 2,5- 3,0 км и поэтому НГМП доманика начиная со среднего карбона и до конца мела, пребывали в ГЗН интенсивно генерируя, в основном, жидкие УВ. Именно поэтому все карбонатные массивные и рифовые ловушки карбона и нижней перми содержат нефтяные залежи.

Начиная с конца мелового времени, происходит инверсия территории и процессы генерации УВ замедляются. Несмотря на это НГМП доманика продолжают пребывать в ГЗН до конца неогена и поэтому можно прогнозировать открытие новых залежей газа и газоконденсата в коллекторах девонской углеводородной системы и нефтяных в породах верхнего палеозоя.

V. В пределах Варандей-Адзвинской зоны можно выделить два неравноценных по перспективам нефтегазоносности региона: Сорокинский вал и Сарембой-Нярteягинский вал, разделенные крупным разломом глубокого заложения.

Формирование залежей УВ в этих структурах происходило из двух очагов генерации, в первом из которых НГМП являлись домаиковые отложения, а во втором также отложения силура и нижнего девона.

На первом этапе происходило заполнение структурных ловушек верхнего девона и нижнего карбона, а затем рифовых структур нижней перми. Посттриасовая инверсия вывела залежи нижней перми в зону гипергенеза, где нефти подвергались процессам окисления и биодеградации. Практически все установленные в них нефти являются очень тяжелыми (уд. вес более 0,90 г/см^3).

Перспективы нефтегазоносности этой тектонической структуры могут быть связаны только с глубоко (3,5-4,0 км) залегающими ловушками домаиковой углеводородной системы. В пределах Сорембойского вала

инверсионные движения привели к размыву и разрушению залежей нефти в отложениях палеозоя, на которых с размывом и стратиграфическим несогласием залегают отложения мезозоя.

Лишь единичные залежи нефти и газо-конденсата сохранились в терригенных ловушках нижнего и среднего девона на глубинах от 3,6 км до 4,8 км. Все это свидетельствует о низкой степени перспектив нефтегазоносности и не целесообразности проведения поисково-разведочных работ на этой структуры.

VI-XI. Верхнее-Печорская, Большеземельская, Косью-Роговская, Каратаихинская и Приновоземельская впадины могут быть объединены в одну высоко перспективную зону поисков залежей нефти и газа в отложениях как нижней до-доманиковой, так и доманик - верхне палеозойской углеводородных систем. Залежи легкой и средней по плотности нефти и газоконденсата в пределах этих структур установлены в ловушках различного типа и литологического строения в стратиграфическом диапазоне от среднего силура до нижней перми.

XII. Перспективы нефтегазоносности Предуральского прогиба оцениваются очень высоко и не только для отложений аллохтонной пластины, где НГМП доманика могли генерировать УВ из очага, расположенного на глубине до 3,5 – 4,0 км., но и автохтонного осадочного разреза, перекрытого по линии надвига на десятки километров аллохтонными отложениями. Многие исследователи, в их числе и автор настоящей работы, считают, что в поднадвиговой осадочной толще в условиях высокого теплового потока и давления могли формироваться активные очаги генерации УВ, миграция которых происходила литерально, в сторону центральных частей Тимано-Печорского бассейна.

2. ВОЛГО–УРАЛЬСКИЙ НЕФТЕГАЗОНОСНЫЙ БАССЕЙН

2.1. Основные черты геологического строения и развития

При описании геологического строения бассейна были использованы материалы, изложенные в работах Г.А.Габриэлянца, Г.Х. Дикенштейна, А.А.Аксенова, В.А.Клубова, Е.С.Ларской, Н.Н.Лисовского,С.П.Максимова, О.М.Мкртычяна, В.В.Поповина, В.С.Шеина и других.

Волго-Уральский нефтегазоносный бассейн приурочен к хорошо выраженной рифей – раннекаменноугольной пассивной окраине Восточно-Европейского палеоконтинента и примыкающему к нему с востока пермскому Предуральскому прогибу (рис.16).

Формирование плитотектонических структур и литолого-палеогеографических условий накопления рифей-палеозойского осадочного чехла происходили в результате смены ряда геодинамических обстановок. Большая часть площади бассейна принадлежит к внутренней зоне пассивной окраины, меньшая к внешней, преобразованной в ороген столкновения и зону надвигов.

Осадочный чехол бассейна представлен отложениями венда, палеозоя, мезозоя и кайнозоя. Вендский комплекс сложен песчано-глинистыми отложениями, мощность которых по данным сейсморазведки достигает 1500 м. На разных стратиграфических уровнях в вендском разрезе встречаются вулканогенные породы (туфоаргеллиты и пепловые туфы). Структурный план этого комплекса характеризуется небольшой дислоцированностью и пологим залеганием отложений.

Ордовикско-нижнедевонский комплекс отложений представлен песчано-глинистой формацией среднего-верхнего ордовика (1800 м), известняково-доломитовой толщей силура (450 м) и красноцветной терригенной формацией нижнего девона (670 м), развитых, в основном, в краевых частях бассейна (Оренбургское Приуралье, нижнее Поволжье).

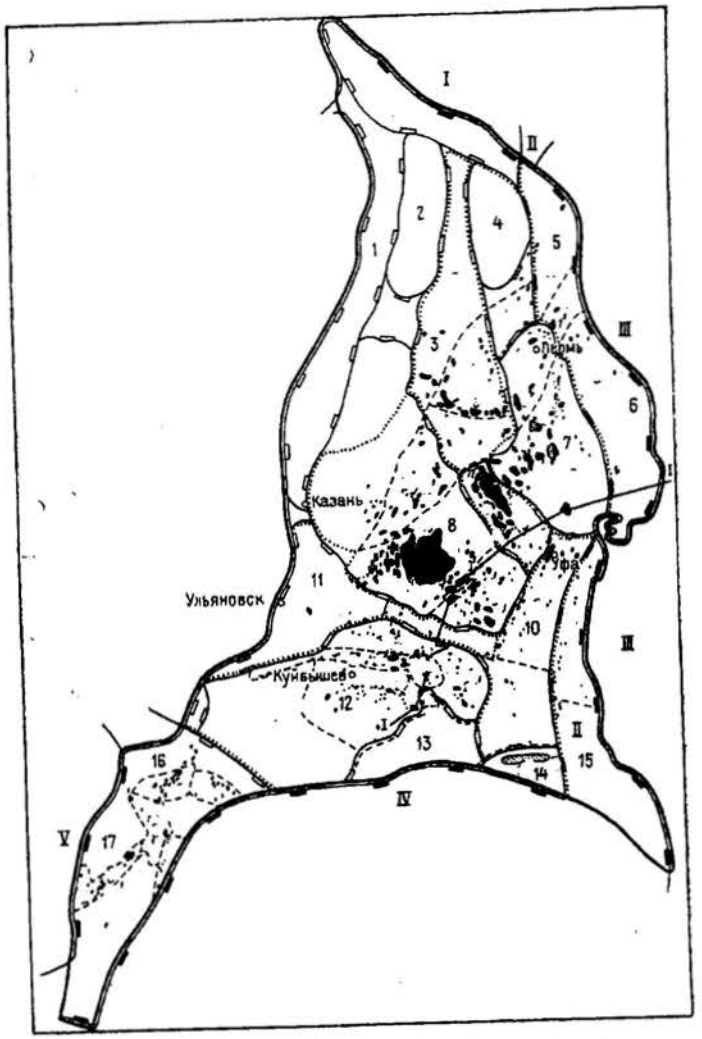


Рис. 16. Волго-Уральский нефтегазоносный бассейн

Крупнейшие тектонические элементы: I – Тиманский кряж, II – Предуральский краевой прогиб, III – Уральская складчатая система, IV – Прикаспийская синеклиза, V – Воронежская антеклиза.

Крупные тектонические элементы: 1 – Казанско-Кажимский прогиб, 2 – Коми-Пермяцкий свод, 3 – Верхнекамская впадина, 4 – Камский свод, 5 – Соликамская впадина, 6 – Юрюзано-Сылвенская впадина, 7 – Пермско-Башкирский свод, 8 – Татарский свод, 9 – Бирская седловина, 10 – Юго-Восточный склон платформы, 11 – Мелекесская впадина и Абдулинский прогиб, 12 – Жигулевско-Оренбургский свод, 13 – Бузулукская впадина, 14 – Соль-Илецкий выступ, 15 – Бельская впадина, 16 – юго-восточная часть Пачелмского прогиба, 17 – юго-восточный склон Воронежской антеклизы.

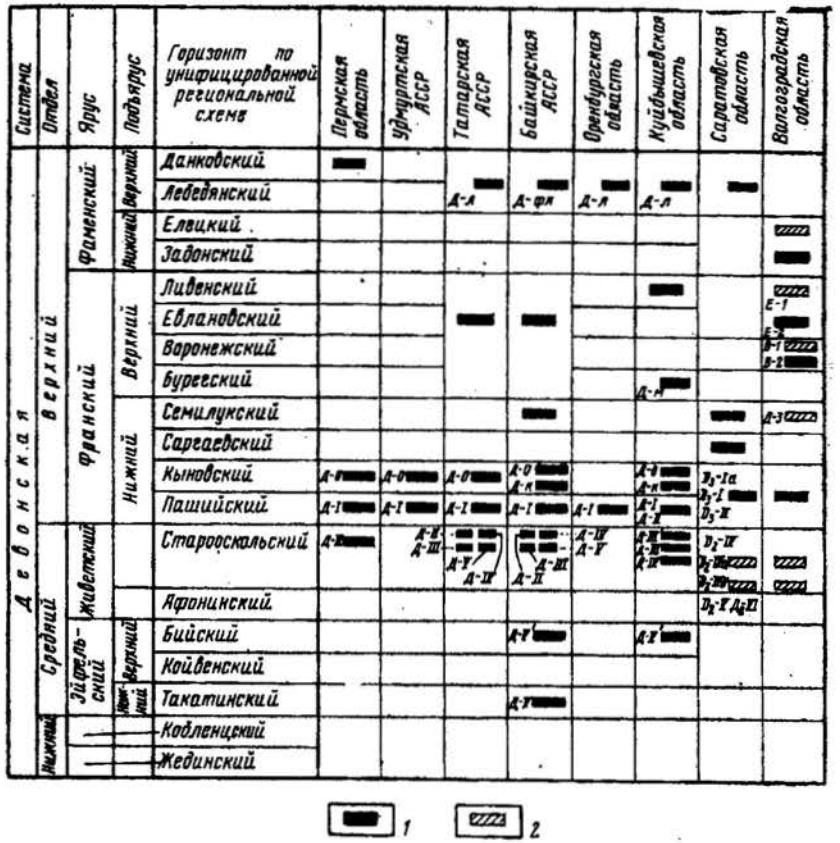


Рис.17. Схема распределения продуктивных горизонтов в девонских отложениях Волго-Уральской провинции

Горизонты: 1 – нефтеносные; 2 – газоносные

Среднедевонско-триассовый комплекс сложен песчано-глинистой эйфельско-кыновской формацией (1400 м), известково-доломитовой саргаевско-турнейской толщей (1000 м), песчано-глинистой угленосной малиновско-бобриковской толщей (400 м), известняково-доломитовой окско-артинской толщей (1800 м), сульфатно-соленосной кунгурской толщей (1000 м.) и терригенной формацией верхней перми-нижнего триаса (850 м.).

Мезозойско-кайнозойский комплекс сложен преимущественно песчано-глинистыми отложениями, имеющими локальное распространение на территории рассматриваемого бассейна.

В пределах Волго-Уральского бассейна выделяется ряд крупных поднятий и прогибов. Они четко прослеживаются в девонских, нижнее - и средне каменноугольных отложениях, слабее выраженных в пермских горизонтах. В палеозойском нефтегазоносном разрезе отчетливо выделяются

Южно-Татарский, Северо-Татарский, Башкирский, Пермский, Жигулевско-Пугачевский, Соль-Илецкий и другие своды меньшего размеров. Среди крупных тектонических впадин выделяются Мелекская, Бузулукская, Верхнекампская и другие впадины (рис.16).

При формировании нефтегазоносности бассейна принципиально важное значение имело образование Камско-Кинельской системы прогибов, контролирующих размещение многочисленных залежей нефти и газа в Доманик - нижнепермском углеводородной системе.

В осадочном разрезе бассейна выделяется более 60 продуктивных горизонтов, объединенных в три нефтегазоносные системы. Распределение продуктивных горизонтов в девонской системе показано на рис. 17.

2.2. Углеводородные системы

А. Верхнепротерозойская система

Основанием для выделения данной системы является открытие залежей нефти в до-палеозойских песчаных коллекторах черновской и верещагинской свит на Ларионовской, Сивенской и других площадях в пределах Верхнекамской впадины.

Залежи содержат, в основном, тяжелые (0,95 г/см^3) нефти, характеризующиеся низкой газонасыщенностью и высоким содержанием смол и асфальтенов.

По данным Е.С.Ларской и О.П.Загуловой в осадочном чехле Волго-уральского бассейна выделяется несколько НГМП.

В верхнепротерозойских отложениях выявлены две средне продуктивные НГМП - верхневендская в Верхнекамской впадине и среднерифейская в Камско-Уфимском прогибе. Все толщи, за исключением верхнерифейской терригенно-карбонатной толщи, представлены терригенными отложениями. Максимальные содержания ОВ в НГМП (0,3-1,0 %) установлены для восстановительных фаций в наиболее глубоководных участках бассейна. Характерной особенностью НГМП верхнего протерозоя является наличие в них чистых разностей сапропелевого ОВ, представленных дисперсной, колломорфной и водорослевой детритной разновидностями.

Степень катагенетической преобразованности ОВ этих НГМП соответствует градациям $МК_2$ – $МК_3$ в вендских отложениях на глубине 2,5 – 4,0 км и $МК_3$- $МК_4$ в рифейских отложениях на глубине от 3,0 до 6,0 км. На соответствующих глубинах располагались активные очаги генерации УВ в Верхнекамской и Камско-Уфимской впадинах, перемещаясь по глубине в процессе геодинамической истории данного региона.

Б. Среднедевонско - верхнефранская система

В девонское время пассивная окраина Восточно-Европейского континента начинает погружаться и происходит широкая морская трансгрессия. К этому времени на прилегающих к ней территориях происходит формирование и дальнейшее развитие некомпенсированных прогибов и палеошельфов. В пределах континентального склона в раннем девоне образуется краевое поднятие, на отдельных блоках которого происходят активные процессы рифообразования. В то же время наиболее приподнятые блоки размываются, являясь источниками сноса терригенного материала в прибрежные равнины, где аккумулировался преимущественно песчано-глинистый материал. Продолжительный перерыв в осадконакоплении, предшествовавший среднедевонскому времени, способствовал образованию денудационной равнины во внутренней зоне пассивной окраины.

Таблица 2

Характеристика основных НГМТ Волго-Уральского бассейна
(по данным Е.С.Ларской и О.П.Загуловой)

Возраст ОВ, ср.%	Мощность	Литология	Содержание	Градация
Артинский	25	терр.-карб	0.7	$ПК_1$-$МК_1$
Верейский	15	кар.-терр.	0.5	$ПК_3$-$МК_1$
Башкирский	25	кар.-терр.	0.5	$ПК_3$-$МК_1$
Верхневизейский	40	кар.-терр.	0.8	$ПК_3$-$МК_1$
Тульский гор-т	35	кар.-терр.	3.0	$ПК_3$-$МК_1$
Бобриковский гор-т	95	терриген.	5.0	$ПК_3$-$МК_2$
Малиновский гор-т	120	терриген.	5.0	$ПК_3$-$МК_2$
Турнейский ярус	65	терр.-кар.	2.5	$ПК_3$-$МК_2$
Фаменский	65	карбонат.	2.5	$ПК_3$-$МК_2$
Верхнефранский	35	ккарбонат.	3.0	$ПК_3$-$МК_2$
Среднефранский	70	карбонат.	5.0	$ПК_3$-$МК_2$
Кыновский гор-т	25	кар.-терр.	1.5	$ПК_3$-$МК_2$
Пашийский гор-т	5	кар.-терр.	0.4	$ПК_3$-$МК_2$
Живетский ярус	50	кар.-терр.	1.0	$ПК_2$-$МК_3$
Эйфельский ярус	70	кар.-терр.	1.5	$ПК_2$-$МК_3$
Верхний венд	50	терриген.	0.5	$МК_2$
Средний рифей	500	терр.-кар.	0.3	$МК_2$ -$МК_5$

Палеогеографическая обстановка в этих условиях способствовала захоронению огромной массы ОВ и образованию НГМП. По составу НГМП можно подразделить на терригенные, карбонатно-терригенные и преимущественно карбонатные.

В фациальном отношении терригенные НГМП представлены, в основном, субаквальными континентальными (озерными, болотными и русловыми) и прибрежно-морскими отложениями гумидной климатической зоны. Карбонатно - терригенные НГМП формировались в мелководно-морских, реже на склонах шельфов, либо в относительно глубоководных условиях, в зоне аридного климата.

Карбонатные НГМП накапливались в глубоководных морских условиях в центральных частях рифтовых зон в условиях семиаридного и аридного климата.

Среднедевонская НГМТ в Верхнекамской впадине находится на уровне катагенетической преобразованности ОВ соответствующей градации $МК_2$, на склонах Татарского свода в интервале $ПК_3$-$МК_1$, а на юге Бузулукской впадины и в северной прибортовой части Прикаспийского бассейна уровень катагенеза гораздо выше ($МК_3$-$МК_4$). Близкие к этому уровню преобразованности ОВ установлены и для ОВ нижнее-среднефранских НГМТ. Некоторое исключение составляет Камско-Кинельская система прогибов, в пределах которой ОВ этих НГМТ более глубоко преобразовано по сравнению с ОВ одновозрастных отложений на близлежащих участках бассейна (таблица 2).

В разрезе средне-верхнедевонских отложений, приведенном по данным М.В.Дахновой (7) установлены НГМТ, расположенные на различных глубинах и имеющие различный генерационный потенциал (рис.18).

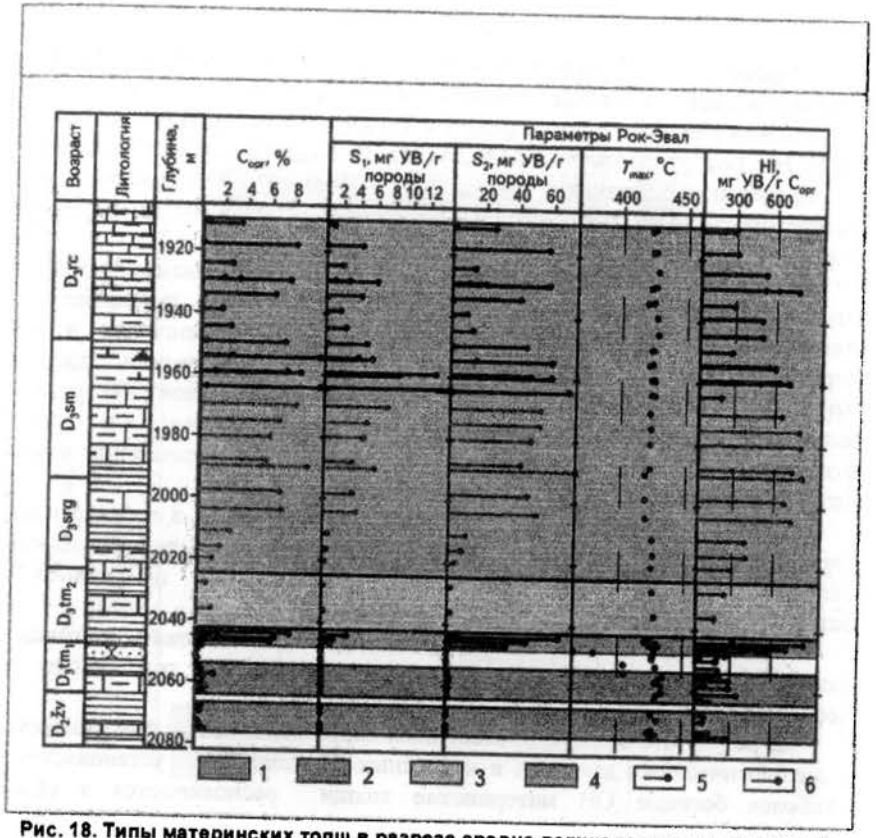


Рис. 18. Типы материнских толщ в разрезе средне-верхнедевонских отложений (скв. Трудолюбовская-1001)

Типы материнских толщ: 1 – газоматеринская бедная, 2– нефтегазоматеринская бедная 3 – нефтематеринская хорошая– очень хорошая, 4– нефтематеринская очень хорошая – отличная; тип образца: 5 – керн, 6 – шлам

Процесс формирования среднедевонско-верхнефранской углеводородной системы можно продемонстрировать на примере Мелекеской впадины, примыкающей к Татарскому своду. В отделе геохимии ВНИГНИ под руководством М.В.Дахновой были проведены исследования по определению источника генерации УВ и формирования залежей нефти на Татарском своде по данным корреляции нефть-нефть и нефть- материнская порода (7).

Построенная по материалам одной из глубоких скважин одномерная модель истории погружения Мелекесской впадины показывает, что фаменская НГМТ вошла в главную зону нефтеобразования в конце пермского времени (рис. 19). Реконструкция динамики процессов нефтеобразования и определение времени интенсивной генерации и эмиграции УВ на основе моделирования истории погружения и прогрева отложений в сочетании с информацией о времени образования ловушек позволяет оптимизировать поиски новых скоплений УВ.

Для прогноза распространения материнских пород в верхнефранских карбонатных отложениях Мелекесской впадины была использована седиментационная модель литофаций, построенная по технологии, разработанной Н.К.Фортунатовой (30).

Эта технология позволяет количественно прогнозировать соотношение различных литогенетических типов отложений, в том числе и нефтегазоматеринских.

В результате анализа проведенных корреляций между геохимическими и литологическими данными в изученных образцах было установлено, что наиболее богатые ОВ материнские толщи располагаются в области распространения депрессионных фаций. Содержание ОВ в каждой из НГМТ существенно меняется как по разрезу, так и по площади их распространения. Для эфельской, живетской и кыновской НГМТ характерно направленное возрастание концентрации и суммарных масс ОВ к югу и юго-востоку по направлению к Прикаспийской впадине. Очаг активной генерации УВ, установленный по данным модели погружения, а также термобарическим условиям ГЗН находился на глубине порядка 2,5-3,0 км, а миграция была направлена преимущественно в сторону Татарского свода (рис.20). Об этом же свидетельствуют данные генетической типизации нефтей и их корреляция с материнскими породами (рис.21).

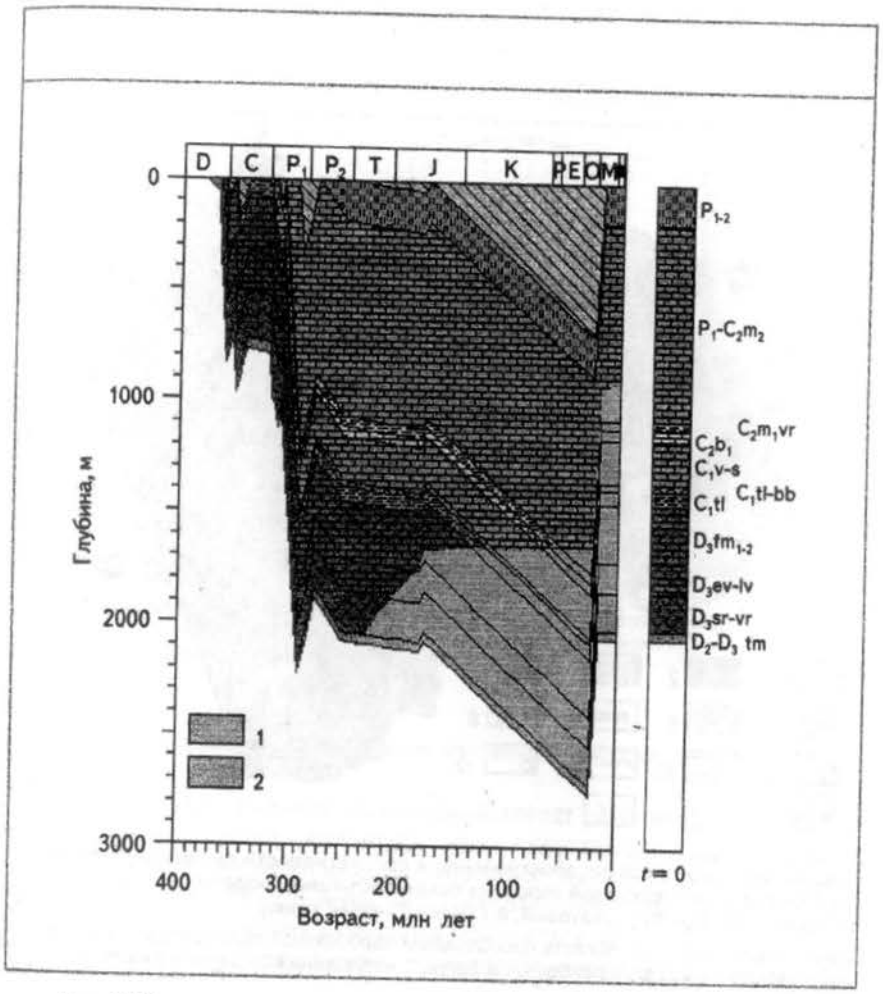


Рис. 19. Пример диаграммы истории погружения и прогрева отложений (одна из скважин в Мелекесской впадине)

Отражательная способность, %: 1 – 0,5-0,7; 2 – 0,7-1,0

На рисунке приведена диаграмма, иллюстрирующая различие и сходство нефтей из разновозрастных продуктивных комплексов Южно-Татарского свода с битумоидами средне-верхнефранской материнской толщи по данным биомаркерного анализа, что еще раз подтверждает их принадлежность единой углеводородной системе.

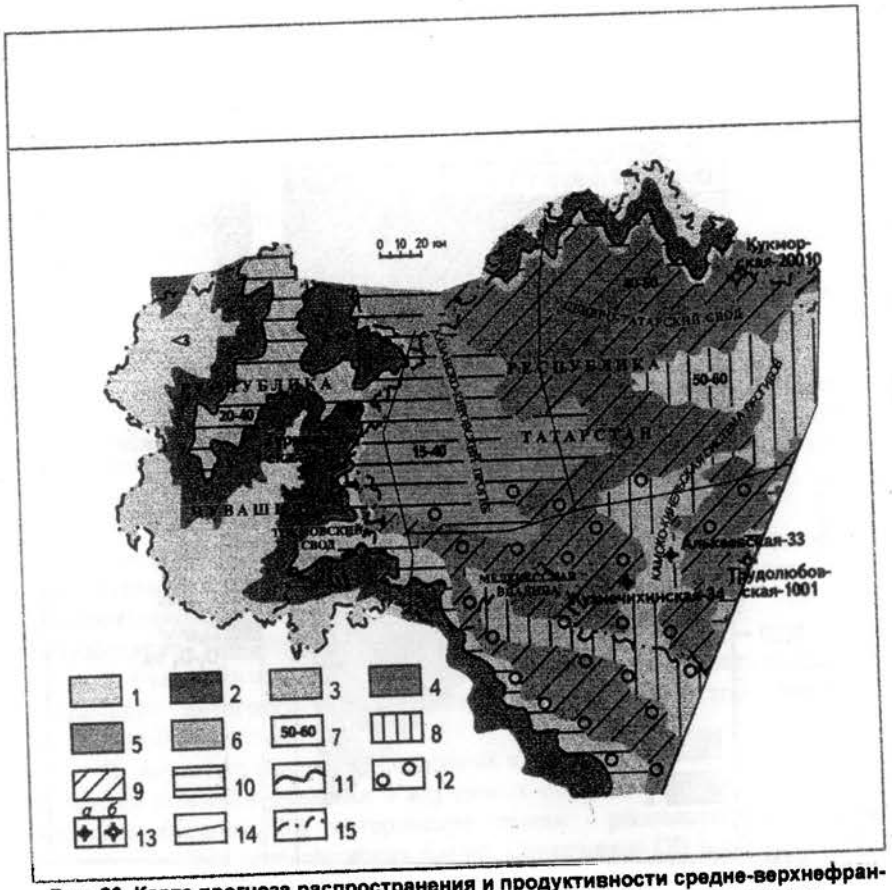


Рис. 20. Карта прогноза распространения и продуктивности средне-верхнефранской нефтегазоматеринской толщи на основе объемной модели строения комплекса (по Н.К.Фортунатовой, А.Г.Швец-Тэнэта-Гурию)

Седиментационные зоны: область преобладания карбонатной подформации: 1 – отложений закрытого шельфа и прибрежных лагун, 2 – отложений барьерной рифовой системы; область преобладания карбонатно-глинистой подформации: 3 – отложений верхней части склона (преимущественно карбонатный разрез), 4 – отложений нижней части склона (карбонатно-глинистый разрез), 5 – отложений верхней части склона, перекрытых конусами выноса песчано-глинистых отложений услонской свиты, 6 – депрессионных отложений (преимущественно глинистый разрез); 7 – содержание материнских пород в составе средне-верхнефранской толщи, %; категории материнских пород по генерационному потенциалу (по K.E.Peters и др.): 8 – очень хорошие и отличные, 9 – хорошие и очень хорошие, 10 – средние (удовлетворительные); 11 – граница распространения средне-верхнефранской нефтематеринской толщи; 12 – основной очаг генерации УВ (зона распространения зрелых пород); 13 – геохимически изученные скважины: а – на которых основан прогноз, б – подтвердившие сделанный ранее прогноз; 14 – границы основных тектонических элементов; 15 – административные границы

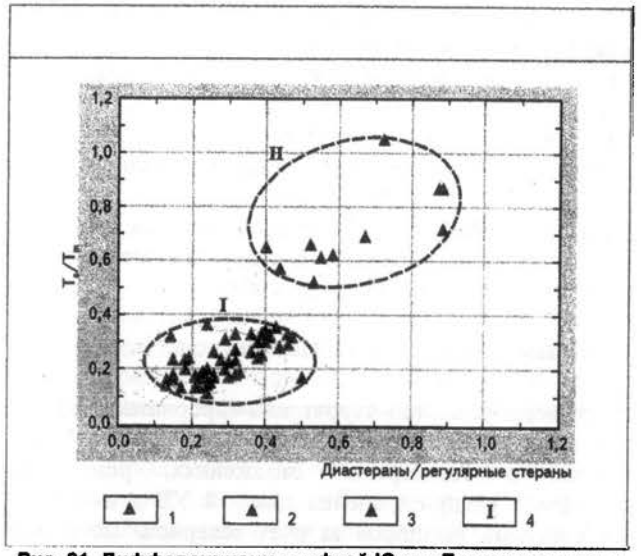


Рис. 21. Дифференциация нефтей Южно-Татарского свода по биомаркерным параметрам

Нефти: 1 – верхнедевон-среднекаменноугольных отложений, 2 – живетских отложений; 3 – битумоиды средне-верхнефранской материнской толщи; 4 – генетические группы нефтей

В. Нижнефаменско-нижнекаменноугольная система

В составе нижнефранско-турнейского разреза выделяется 12 продуктивных пластов, представленных пористыми и трещиноватыми известняками и доломитами. На бортовых частях Камско-Кинельской системы прогибов они сложены рифогенными известняками мощностью до 70 м. в остальных районах суммарная мощность коллекторов не превышает 25 м. Ареал промышленной нефтегазоносности контролируется, в основном, бортовыми зонами ККС прогибов. Залежи нефти установлены на глубинах от 350 м на Татарском своде до 2300 м в Бузулукской впадине, Большинство их сосредоточено в турнейских рифогенных коллекторах. Локальными покрышками служат аргиллиты малиновского горизонта, либо глинисто карбонатные отложения верхней части турнейского яруса.

Нижнекаменноугольные отложения представлены песчано-глинистыми породами небольшой (до 500 м) мощности. Стратиграфическая полнота разреза отмечена в центральной части Камско-Кинельской системы прогибов, где установлено до 10 продуктивных пластов. В продуктивном терригенном комплексе нижнего карбона ареал распространения залежей углеводородов примерно такой же как в подстилающем его нижнефаменско-турнейском комплексе, что подтверждает их принадлежность к единой нефтегазоносносной углеводородной системе. Региональной покрышкой для

этой системы служат глины, и глинистые известняки верхней части тульского горизонта мощностью до 70 м.

Уровень катагенетической преобразованности ОВ нижнекаменноугольных НГМТ изменяется от градации $ПК_3$ на севере бассейна до $МК_1$-$МК_2$ на юге. В пределах некоторых участков Предуральского прогиба уровень зрелости керогена соответствует градациям $МК_3$-МК4.

Очаги активной генерации УВ располагались на глубине порядка 2,5-3,0 км в пределах Камско-Кинельской системы впадин и на глубине до 3,5-4,0 км в южной части Предуральского прогиба.

Г. Среднекаменноугольно-нижнепермская система

В среднекаменноугольном терригенно-карбонатном разрезе выявлены структурно-сводовые и массивные залежи, особенно широко распространенные в башкирских отложениях, реже литологически ограниченные. Ареал распространения залежей УВ в них по сравнению с нижележащей системой расширен за счет северной части Верхнекамской впадины, южных участков Предуральского краевого прогиба и юго-восточного склона Воронежского массива и Рязано-Саратовского прогиба. На большей части территории бассейна эти отложения содержат нефтяные залежи и лишь на крайнем востоке и в Нижнем Поволжье выявлены нефтегазовые и газовые залежи.

В верхнехнекаменноугольных отложениях промышленная нефтегазоносность установлена лишь на юго-востоке Волго-Уральского бассейна и в Бузулукской впадине, а также в прибортовой зоне Прикаспийской впадины и в Предуральском прогибе.

Всего в коллекторах верхнего карбона выявлено три продуктивных горизонта приуроченных к гжельскому ярусу. Сложены они органогенно-обломочными известняками и доломитами. Ареал их распространения контролируется развитием плотных ангидритовых пластов, выполняющих роль локальных покрышек. В Предуральском прогибе покрышки представлены депрессионными породами сакмаро-ассельского возраста.

Нижнепермские отложения содержат залежи УВ, главным образом, на восточном погружении Жигулевско-Пугачевского свода, а также в Бузулукской впадине и в Предуральском прогибе. Региональной покрышкой для всей описываемой углеводородной системы служат солевые отложения кунгурского возраста. В общей массе выявленных, в основном небольших по размерам и запасам залежей, выделяется уникальное Оренбургское газоконденсатное месторождение, массивная залежь которого приурочена к единому резервуару среднего карбона-нижней перми.

В терригенных НГМП верейского и башкирского ярусов среднего карбона преобладает сапропелевое ОВ, но в некоторых образцах превалирует по массе фюзенизированный углистый материал. Уровень катагегнетической

преобразованности НГМТ среднего карбона изменяется с севера на юг бассейна от $ПК_3$ до $МК_1$-$МК_2$, а в Предуральском прогибе достигает $МК_3$-$МК_4$.

Нижнепермский карбонатный разрез практически не содержит зрелых НГМП, а установленные в нем залежи были образованы за счет вертикальной миграции УВ из очага генерации среднекаменноугольного возраста.

Д. Верхнепермская система

В составе данной системы выделяется два продуктивных горизонта, сложенных слабо сцементированными песчаниками, часто фациально замещающимися алевролитами и глинами. Развиты они в основном на западе и востоке бассейна. Ареал промышленной нефтегазоносности контролируется областью распространения соленосных отложений, мощностью до 200 м. являющихся региональной покрышкой. Формировании залежей УВ происходило за счет собственных источников генерации, расположенных в наиболее прогнутых, центральных частях Верхнекамской впадины и Камско-Кинельской системы прогибов.

2.3. Условия формирования углеводородных систем

Геодинамическая история развития Волго-Уральского бассейна рассмотрена в работе В.С. Шеина (33). Приуроченность бассейна к пассивной континентальной окраине Восточно-Европейской платформы в течение длительного (рифей-раннекаменноугольного времени) привело к образованию некомпенсированных прогибов и созданию благоприятных условий для формирования карбонатных рифовых построек.

В прогибах происходило накопление НГМТ и формирование активных очагов генерации УВ, а на карбонатных постройках рифовых ловушек, перекрытых в кунгурское время соленосной покрышкой. Примером благоприятного сочетания во времени образования структур- ловушек и региональной миграции УВ из очага генерации может служить Татарская нефтегазоносная область, где, начиная со среднефранского времени формировалась обширная структурно-литологическая ловушка, охватывающая территорию Южно-Татарского и Немско-Камского палеосводов. Литологическим ограничением ловушки служила зона выклинивания и резкого сокращения мощностей резервуарных пород кыновского горизонта.

По данным исследования Е.С.Ларской процессы региональной миграции УВ как из основных очагов их генерации, расположенных в пределах прилегающих впадин, так и из НГМТ непосредственно подстилающих резервуарные породы ловушки получили широкое развитие в конце палеозоя.

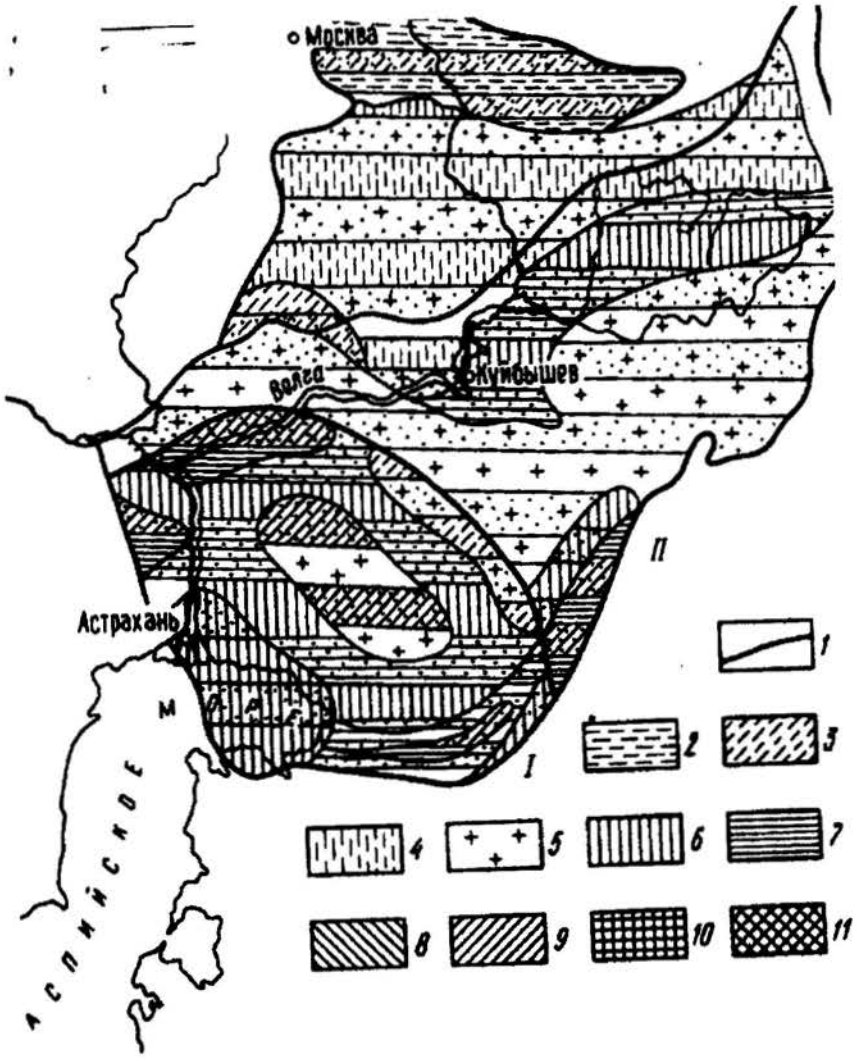


Рис. 22. Схематическая карта плотности эмиграции УВ из палеозойских отложений Волго-Уральского и Прикаспийского бассейнов (составили М.К.Калинко, Л.Ф.Гармашева, Е.С.Ларская. О.П.Загулова, О.П.Навроцкий, В.В.Пайразян и др).

1 - границы бассейнов; плотности эмиграции жидких УВ в тыс.т/км. 2 - <10, 3 - 10-50, 4 - 50-100, 5 - 100-250, 6 -250-500, 7 - 500-750, 8 - 750-1000, 9 - 1000-2500, 10 - 2500-5000, 11 - >5000. 2-11 с крапом - то же для газообразных УВ, в млн м/км

В целом, анализ имеющихся геолого-геохимических материалов по Волго-Уральскому бассейну позволяет констатировать наличие в палеозойском разрезе нескольких углеводородных систем, различающихся

по возрасту источников генерации УВ, типам резервуарных пород и покрышек и, соответственно, нефтегазовым потенциалом. Это можно проиллюстрировать расчетами количества эмигрировавших УВ из разновозрастных источников и очагов их генерации (рис.22).

Наиболее активно процессы генерации и эмиграции жидких УВ происходили из НГМТ среднего карбона начиная с глубины 2,5 и более километров. В пределах различных очагов генерации образованных одной и той же НГМТ интенсивность процессов эмиграции была не одинакова. Очаги наиболее интенсивного нефтеобразования, образованных карбонатно-терригенными НГМТ среднего девона, а также кыновских и пашийских НГМТ располагались в Бузулукской впадине и в Предуральском прогибе (плотность эмиграции УВ составляет 10-500 тыс. т/км^2). Из верхнедевонских и нижне- среднекаменноугольных НГМТ наиболее активно эмиграция УВ происходила из очагов генерации, расположенных в Камско-Кинельской системе прогибов, а также в Мелекесской и Бузулукской впадинах и на востоке бассейна (100-600 тыс. т/км^2). В целом плотность эмиграции УВ из всех выявленных НГМТ палеозойского осадочного выполнения бассейна достигает более 1000 тыс. т /км^2 .

Максимум количества эмигрировавших УВ отмечается в пределах Камско-Кинельской системы прогибов. Другой максимум генерации УВ связан с очагами генерации расположенным в Бузулукской, Рязано-Саратовской впадинами и их продолжением в Прикаспийской впадине (рис.22).

2.4. Перспективы нефтегазоносности

Волого-Уральский нефтегазоносный бассейн является одним из хорошо разведанных бассейнов на Европейской территории России. История освоения бассейна насчитывает порядка 80 лет, в течение которой были открыты практически все крупные месторождения нефти и газа (Ромашкинское, Оренбургское, Зайкинское и другие). Вероятность открытия новых крупных месторождений очень мала.

Несмотря на это, существует ряд объектов, в пределах которых есть вероятность открытия мелких и средних по запасам УВ месторождений. К ним, прежде всего, относятся нижнее-среднекаменноугольные отложения Камско-Кинельской системы прогибов. Залежи здесь могут быть связаны со структурами облекания рифовых массивов, развитых вдоль внешних и внутренних прибортовых зон. Кроме того, поисковый интерес представляют карбонатные и карбонатно-терригенные отложения вехнедевонско-среднекаменноугольной системы на юге Бузулукской и Верхнекамской впадин. Следует также отметить, что в Предуральском краевом прогибе поисковый интерес могут представлять отложения нижней перми и среднего карбона в поднадвиговой части разреза внутреннего борта и его осевой зоны.

3. ПРИКАСПИЙСКИЙ НЕФТЕГАЗОНОСНЫЙ БАССЕЙН.

3.1. Основные черты геологического строения и развития

В настоящее время существуют две основные модели геологического строения и истории тектонической эволюции Прикаспийского бассейна – статическая и геодинамическая. Первая базируется на сравнительном анализе геологического развития бассейна, как крупной депрессионной структуры Восточно-Европейской платформы, а вторая – с позиции мобилизма рассматривает глубинное строение бассейна как гетерогенного геологического тела, расчлененного на отдельные крупные плитотектонические элементы, развитие которых происходило по законам геодинамики. Исходная теоретическая позиция этих моделей существенно различается, и поэтому условия онтогенеза нафтидов и критерии оценки перспектив нефтегазоносности также имеют свои особенности. В связи с тем, что статическая модель Прикаспийского бассейна описана достаточно подробно в многочисленных монографиях, в этой работе целесообразно рассмотреть условия онтогенеза нафтидов с позиции новой геодинамической модели его тектонического строения и эволюции (1,4,6,16,27,32,37).

Исходя из разработанной В.С. Шеином плитотектонической модели развития Прикаспийского бассейна (33) основные, слагающие его структурные элементы были сформированы за счет взаимодействия Восточно-Европейского и Казахского континентов, а также Мугоджарского, Гурьевского, Устюртского, Северо-Кавказского микроконтинентов и разделяющих их Азиатского и Уральского палеоокеанов и их проливов. Характерным для НГБ является разнородность плитотектонических структур, участвующих в его строении (рифты, пассивные окраины континента, микроконтиненты) и длительный интервал формирования, который охватывает три цикла: древний (рифей-кембрийский), промежуточный (ордовикско-раннедевонский) и поздний (среднедевонско-кайнозойский). Каждому из них соответствуют также определенные условия формирования углеводородных систем.

В ордовике вдоль восточной и южной окраин Восточно-Европейской плиты вновь проявился рифтогенез, фиксируемый в разрезе грубообломочными породами. На востоке он достиг красноморской стадии в раннем, а на юге – позднем ордовике. В последующем, начиная с силура и вплоть до среднего визе на юге, формировалась Эмбенская пассивная окраина вдоль Восточно-Европейского континента и Мысчалмесская – вдоль Устюртского микроконтинента, разделенные Устюртским проливом Уральского палеоокеана. В пределах данной системы залежи углеводородов не установлены. Вероятно, это связано со слабой изученностью разреза,

погруженного на недоступные для бурения глубины даже в прибортовых частях бассейна.

Новый среднедевонский цикл эволюции вновь начался с рифтогенеза. Преобладающим, очевидно, был сводово-вулканический тип рифтов, характерный для систем тройных сочленений. В начале среднего девона на востоке бассейна существовало обширное сводовое поднятие, в центре которого в результате процессов рассеянного спрединга образовались линейные грабены, в которых происходило накопление вулканогенно-осадочных пород. Плечи грабенов и сводовое поднятие в целом служили, видимо, источником сноса обломочного материала, который отлагался не только в рифтовых зонах, но и по обрамлениям поднятия. Таким путем, очевидно, образовался Хобдинский рифт, который, являясь основной зоной раздвигов на континенте, и привел к отрыву от него Гурьевского микроконтинента.

В позднем девоне – раннем карбоне раскрытие Хобдинской ветви расхождения достигло красноморской стадии, что привело к образованию Каспийского залива Уральского палеоокеана и отделению Гурьевского микроконтинента от Восточно-Европейского континента. На периферии последнего в зоне отрыва образовалась Карачаганакская, а на краю Гурьевского микроконтинента – Биикжальская пассивная окраины. С боковыми ограничениями микроконтинента связаны Аралсорская и Кзылджарская трансформные окраины. В основном в пределах указанных структур происходило осадконакопление в девоне и раннем карбоне, пассивный характер развития которого подтверждается слабым уплотнением глин и присутствием вулканического материала. В центральной части впадины в это же время продолжала развиваться в дивергентном режиме зона грабенообразных, узких впадин, разделенных трансформными разломами. Рассматриваемые структуры формировались в течение позднего девона – ранней перми (до среднего визе – в условиях расхождения, а с позднего визе – в условиях схождения плит). Морской бассейн углублялся в сторону зоны спрединга. В этом же направлении продвигался континентальный склон, к которому, очевидно, были приурочены барьерные рифы. Исходя из изложенной модели, можно прогнозировать общую зональность распространения фациальных зон типа "барьерный риф – глубоководная депрессия». Более древние (позднедевонские) фациальные зоны располагались на большом удалении от оси спрединга, а наиболее молодые (раннепермские) были приближены к ней. На юге Гурьевского микроконтинента длительное время (силур-средний визе) формировалась Эмбенско-Астраханская пассивная окраина. В соответствии с рассмотренной плитотектонической моделью строения и геодинамического развития Прикаспийского бассейна можно по-новому объяснить и некоторые

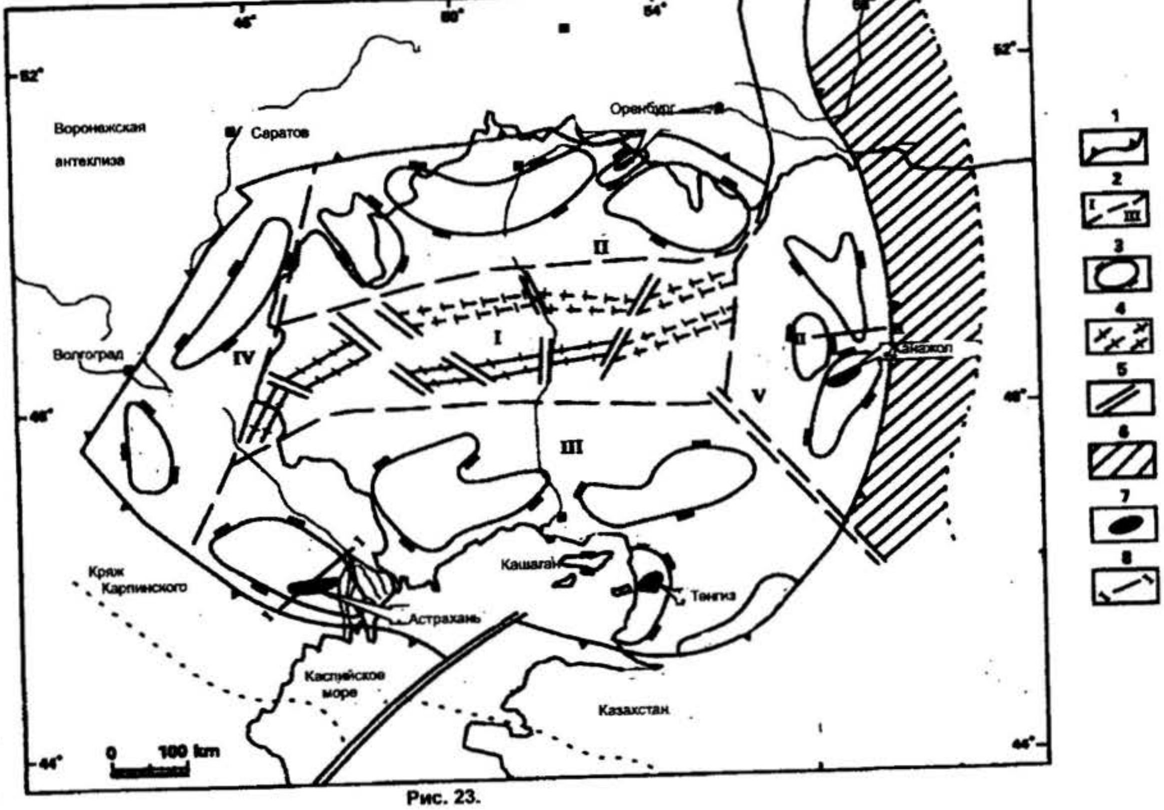


Рис. 23.

Рис.23. Схема тектонического районирования Прикаспийсго бассейна

Условные обозначения: Границы: 1-бассейна, 2-суббассейнов, 3-структурных элементов, 4-центральная рифтовая зона, 5- линии тектонических нарушений, 6- Уральский складчатый пояс, 7 – месторождения нефти и газа; 8 – линия геологического профиля.

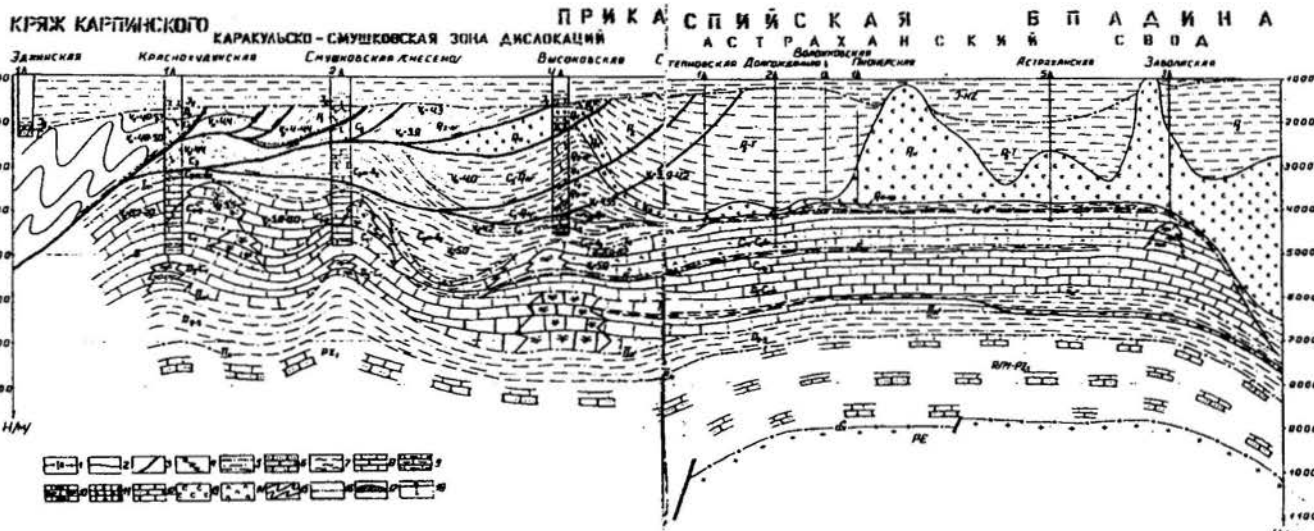


Рис. 24. Геологический разрез зоны сочленения Кряжа Карпинского и Прикаспийской впадины. (составили: Н.И.Немцов, О.С.Обрядчиков, Г.Н.Розанов, В.П.Климашин, 1986 г.)

1 – отражающие и пplомляющие сейсмические горизонты (Vr, Vn – значения граничных и пластовых скоростей км/с; Б, I II, II II' и т.д. – индексы сейсмических горизонтов): а) уверенно, б) неуверенно прослеживаемых; 2 – геологические границы; 3 – разрывные нарушения (стрелкой показано направление процессов надвигообразования); 4 – границы фациального замещения; 5-15 – породы; 5 – преимущественно терригенные, 6 – песчаники, 7 – аргиллиты и глины, 8 – известняки, 9 – глинистые известняки, 10 – рифогенные известняки, 11 – сульфатно-карбонатные, 12 – терригенно-карбонатные, 13 – соленосные, 14 – ангидрит, 15 – дислоцированные палеозойские образования Кряжа Карпинского; 16 – газоводяной контакт; 17 – залежь Астраханского газоконденсатного месторождения; 18 – скважины.

особенности развития процессов нефтегазообразования в пределах выделенных углеводородных систем.

В результате всех этих процессов сформировалась современная региональная тектоническая структура Прикаспийского бассейна, в пределах которой можно выделить северную и южную пассивные континентальные окраины, западную и восточную трансформные окраины и центральную рифтовую зону (рис.23). На приведенном региональном профиле отражено глубинное строение бассейна, на котором хорошо прослеживаются шарьяжные пластины, образованные в резельтате надвига Кряжа Карпинского на аллохтонный разрез Прикаспийского бассейна (рис. 24).

3.2. Углеводородные системы

А. Доманиково-среднекаменноугольная система

Среднедевонско-нижнефранские отложения вскрыты в северо-западном и западном обрамлении бассейна, где они представлены преимущественно терригенными породами мощностью от 300 до 1150 м. Промышленная нефтеносность этих отложений установлена на Карачаганакском месторождении, а также на Ташлинской структуре. Нефтепроявления были также установлены на востоке бассейна, на площадях Жанасу, Биикжал, Кокпекты и др.

Нижнекаменноугольные отложения в основании, до среднего визе сложены, в основном, терригенными породами с прослоями углей и известняков. Признаки нефтеносности установлены в песчаных коллекторах на структурах Лиманской группы.

Верхневизейско-нижнебашкирский горизонт содержит основную долю промышленных запасов углеводородов в этого бассейна. Он представлен преимущественно карбонатными породами. Мощность этих пород колеблется от 100 до 800 м и зависит, главным образом, от глубины размыва его кровельной части. С рассматриваемыми породами связаны основные залежи нефти, газа и конденсата в наиболее крупных по запасам УВ месторождениях, таких как Астраханское, Карачаганакское, Тенгизское и Жанажольское. В юго-восточной части бассейна литологический состав этих отложений меняется. Карбонатные породы замещаются терригенными (Биикжал, Южная Эмба и др. площади). Нефтеносность песчано-конгломератовых резервуаров верхневизейской части разреза установлена на Тортайской площади. Глубина залегания продуктивных горизонтов нижнего карбона составляет 2850-3300 м.

Формирование подсолевых нефтегазоматеринских толщ на позднем этапе эволюции бассейна (средний девон – кайнозой) происходило в условиях геодинамических обстановок пассивных и трансформных

континентальных окраин и межконтинентальных рифтовых зон. В среднем девоне в пределах внутриконтинентальных рифтовых зон происходит накопление грубообломочных, вулканогенно-осадочных пород с небольшим количеством исходного, главным образом, гумусового ОВ (0,3-0,5 %). Удельная продуктивность этих отложений оценивается невысоко (20-30 г/м^3).

В позднем девоне – раннем карбоне Хобдинская ветвь рифта продолжает расширяться, происходит быстрое погружение не только центральной его части, но и краевых, что сопровождается морской трансгрессией и накоплением мощных карбонатных толщ в условиях барьерных рифов, и глубоководных зарифовых, глинистых формаций, обогащенных ОВ. Повышенная плотность теплового потока в это время способствует интенсивному развитию процессов нефтегазообразования. Благодаря неравномерности в темпах погружения бортовых и центральных частей бассейна происходит формирование глубоководных терригенных НГМП в пределах континентального склона и рифовых карбонатных тел на шельфе пассивных окраин.

Областями формирования крупных очагов нефтидогенерации были Карачаганакская и Аралсорская пассивные окраины, в пределах которых в относительно глубоководной части шельфа морского бассейна накапливались терригенные осадки толщиной до 900-1600 м.

В этих очагах сосредоточены и основные массы ОВ, количество которого в осадках варьирует от 0,2 до 4,1 %. На западе бассейна (Аралсорский очаг) накапливалось ОВ преимущественно гумусового типа, а на северо-востоке (Карачаганакский очаг) – сапропелевого. Это, очевидно, связано с близостью горной суши на западе, которая примыкала к областям максимального прогибания. Остальные районы в северной прибортовой части впадины, включая Соль-Илецкий свод, представляли собой прибрежную равнину, заливаемую морем, или относительно мелководную часть шельфа. Мощность отложений верхнего девона и нижнего карбона здесь редко превышает 200-400 м, а содержание ОВ в них составляет около 0,5 %. Тип ОВ преимущественно гумусовый. К югу и юго-востоку терригенный разрез замещается карбонатным (Каратон-Тенгизская зона).

На Зилаирской пассивной окраине накопление карбонатных пород происходило в прибрежных условиях барьерного рифа, характеризующейся высокой биопродуктивностью апвеллингов. Количество ОВ в них ниже (0,3-0,5 %), чем в терригенных, однако битумоидная его часть составляет 7-10 %, а углеводородная фракция 20-30 %. Увеличение битумоидного коэффициента с 2 до 12 % происходит постепенно с глубины 2,5 до 5,0 км. В известняках турнейского возраста, исходно бедных сингенетичным ОВ и битумоидом, фиксируется интенсивное перераспределение подвижных компонентов ОВ (скв.Тортай-8). Эти отложения перекрываются с размывом известняками, реже мергелями и аргиллитами тульского горизонта, наиболее обогащенных ОВ (1,6-1,9 %) сапропелевого типа. Выше по разрезу залегают известняки

окского и серпуховского горизонтов, которые по содержанию и составу ОВ аналогичны породам турнейского возраста.

Таким образом, в изученной части разреза (верхний девон – нижний карбон) все крупные очаги генерации УВ связаны с формациями, отлагавшихся в условиях отмеченных пассивных окраин.

Б. Среднекаменноугольно-нижнепермская система

Среднекаменноугольный разрез представлен чередованием карбонатных и сульфатно-карбонатных пород, мощностью до 800 м. На Жанажольском месторождении нефтегазоконденсатная залежь установлена в карбонатном коллекторе этого возраста. Карбонатные резервуарные породы среднего карбона, залегающие непосредственно под соленосной толщей нефтегазоносны по всему западному и северному бортам бассейна. Залежи УВ здесь установлены на Карпенковской, Западно-Тепловской, Гремячинской и ряда других площадей.

Разрез представлен песчано-глинистой толщей пород с конгломератами и гравелитами., перекрытой почти повсеместно мощной соленосной толщей, служившей региональной покрышкой для разновозрастных нефтегазовых залежей рассматриваемой системы. Толщина комплекса в обрамлении бассейна составляет 1,5-2,0 км и постепенно выклинивается к центральным частям бассейна. Промышленная нефтеносность этих отложений установлена на восточном борту бассейна (месторождения Кенкияк, Акжар, Каратюбе и др.)

При формировании нефтегазовых залежей в пределах рассматриваемой системы определяющее значение имела обогащенность ОВ материнских толщ, степень его катагенетической превращенности и глубина залегания активных источников генерации УВ. Исходная геохимическая информация лимитирована той частью разреза прибортовых зон бассейна, которая вскрыта бурением на глубину до 5 км.

При прохождении полного цикла катагенетического преобразования ОВ в среднем и позднем карбоне, особенно на участках развития депрессионных фаций большой мощности, в крупных очагах интенсивно развиваются процессы генерации УВ, достигающие на локальных участках 1,0 млн. т/км^2 жидких УВ и 1,4 млрд.м^3/км^2 газообразных. Нефтегазопродуктивность шельфовых очагов не превышала 200-300 тыс.т /км^2 жидких УВ и 300-600 млн.м^3/км^2 газообразных, что связано не столько с уменьшением их мощности, сколько с низкой степенью их катагенетической зрелости.

Наименьшим потенциалом обладают очаги генерации в карбонатных фациях рифов из-за низкого содержания в них ОВ и его окисления в условиях активной гидродинамической среды накопления. Выход жидких УВ из пород этих фаций не превышал 300 тыс.т /км^2. В то же время межрифовые терригенно-карбонатные НГМП обладают высоким нефтегенерационным потенциалом (до 500 тыс.т /км^2), причем большая скорость их накопления обеспечивает минимум потерь ОВ на стадии диагенеза. Подобного типа НГМП карбона большой мощности установлены на пл.Тортай, расположенной в Биикжальском очаге генерации на пассивной окраине Гурьевского микроконтинента.

На Эмбенско-Астраханской пассивной окраине в течение всего каменноугольного времени формировался крупный очаг генерации УВ, образованный благодаря накоплению богатых органическим веществом терригенно-карбонатных осадков с увеличением их мощности в сторону океана. На континентальном склоне локализовались терригенные НГМП, обогащенные ОВ с удельной продуктивностью УВ до 0,5 кг/м^3, а на шельфе формировались узкие зоны накопления терригенно-карбонатных НГМТ с продуктивностью до 0,2 кг/м^3. Очевидно такие же условия нефтегазогенерации существовали и в северном очаге генерации УВ на Карачаганакской пассивной окраине. Имеющаяся геохимическая информация по этой зоне свидетельствует о близких удельных плотностях эмиграции УВ из НГМТ склоновых и шельфовых фаций верхнего и среднего карбона. Колебания их значений связаны с полнотой прохождения ОВ этих пород катагенетического цикла преобразования.

Содержание ОВ в осадках среднего карбона в Карачаганакском очаге колеблется от 0,5 до 1,5 % и лишь в единичных образцах превышает 1,5 %. Значительно более высокие концентрации ОВ содержат отложения среднего карбона в пределах Кызылджарского очага на восточной трансформной окраине (2,4-7,2 %). К этой же зоне примыкает очаг генерации, где отмечается максимальное содержание миграционного битумоида в НГМП среднего карбона. Тип органического вещества в породах различного литологического состава значительно варьирует, в целом, по мере перехода в сторону глубоководной части бассейна и увеличения глинистой составляющей осадков, сапропелевая часть в составе ОВ возрастает.

В районе одноименного краевого плато в тех же отложениях органическое вещество имеет преимущественно гумусовый состав. В Аралсорском очаге, расположенном на западной трансформной окраине бассейна количество ОВ в отложениях среднего карбона не превышает 1-2 %, тип преимущественно сапропелевый. Нефтегазоматеринский потенциал этих отложений в целом высокий, основные очаги генерации УВ в рассматриваемый отрезок геологического времени располагались в пределах пассивной окраины на севере и депрессионных трансформных окраин на востоке и западе.

С середины визейского времени происходит смена геодинамического режима растяжения сжатием. Пассивные континентальные окраины были трансформированы в обширные и протяженные зоны поднятий вдоль внутренних окраин Гурьевско-Устюртского микроконтинента.

Конфигурация и местоположение очагов генерации УВ резко изменяются, на одних участках смещаясь к центру впадины, а на других, наоборот, к бортовым его частям, где возникают новые (поднадвиговые) потенциальные очаги генерации. Территории депрессионных зон сокращаются, накопление НГМП карбона и нижней перми происходит в узких и протяженных мелководных водоемах типа окраинных морей вдоль образующихся орогенных поднятий. Наиболее продуктивными среди них являются глинисто-карбонатные отложения среднего карбона, обогащенные сапропелевым ОВ, которые при прохождении полного цикла катагенеза продуцируют порядка 100 тыс.т /км^2 УВ. При увеличении их мощности к центру впадины продуктивность толщ возрастает до 300-400 тыс.т/км^2, при равном соотношении жидких и газообразных УВ.

В позднекаменноугольную эпоху происходит значительное расчленение палеоландшафта. Большую часть площади осадконакопления занимают лагуны и прибрежные равнины пассивных окраин. Относительно глубоководными остаются участки континентального склона моря лишь на трансформной Кызылджарской окраине (мощность верхнего карбона здесь достигает 2000 м).

Нефтегазогенерационный потенциал терригенных отложений верхнего карбона и нижней перми несколько меньше из-за малой доли липидных компонентов в исходном ОВ и сокращенной мощности осадков. При этом генерация жидких и газообразных УВ происходит с преобладанием последних уже на уровне среднего мезокатагенеза. Карбонатные толщи нижней перми вне рифовых зон также характеризуются малой продуктивностью из-за низкого содержания исходного ОВ. Расчеты показывают, что генерационный потенциал этих НГМТ не превышал 30-50 тыс.т /км^2 при равном соотношении жидких и газообразных УВ.

В поднадвиговых очагах генерации, расположенных на трансформированных пассивных окраинах количество генерированных УВ могло быть существенно выше. Это могло происходить за счет более жестких термобарический условий, возникающих при процессах надвигообразования. В этом случае важным фактором, способствующим нефтегазогенерации, является динамокатагенез ОВ, который, очевидно, проявлялся наиболее активно на участках максимально затронутых процессами шарьяжеобразования. Это подтверждается наличием в битумоидах, экстрагированных из пермских НГМП аллохтонного разреза достаточно большого количества миграционного битумоида (до 0,2-0,5 %), в котором содержание масляной фракции составляет более 50 % (4).

В. Верхнепермско-мезозойская система

Начиная с раннепермского времени и в течение всего мезозоя, формирования залежей УВ происходит в условиях зависящих от процессов изостатического выравнивания. Мощность осадков нижней перми на поднятиях не превышает 200 м и лишь в зоне рассеянного спрединга, а также на востоке бассейна в зоне сочленения Соль-Илецкого поднятия с Предуральским прогибом происходит резкое погружение с образованием глубоководного желоба, протягивающегося вдоль Уральской горной суши. Мощность осадков верхней перми, накопившихся в этом желобе, превышает 2000 м.

В течение кунгурсого времени и до конца палеогена процессы генерации УВ происходили в межсолевых мульдовых очагах образующихся по мере погружения НГМП верхней перми и мезозоя в термобарические условия ГЗН. В Центрально-Прикаспийской рифтовой зоне преобладали условия некомпенсированного осадконакопления, при которых формировались глубоководные глинисто-карбонатные и вулканогенные образования небольшой мощности, являющиеся фациальными аналогами карбонатных отложений палеошельфовых областей пассивных окраин. Эти образования, подобно доманикоидам внутриконтинентальных седиментационных бассейнов Восточно-Европейской плиты, характеризуются максимальной удельной продуктивностью (до 1-2 кг/м^3).

В надсолевых верхнепермско-кайнозойских образованиях НГМП представлены, в основном терригенными прибрежно-морскими отложениями, обладающими незначительным генерационным потенциалом.

Содержание $C_{орг}$, в этих отложениях колеблется от 0,5 до 2 %. Тип ОВ – гумусово-сапропелевый. Геохимические данные по содержанию и качественному составу исходного ОВ нижнепермских отложений, а также палеогеография и глубина погружения областей осадконакопления позволяют считать, что эти образования могли участвовать в процессах генерации как жидких, так и газообразных УВ только в глубоководных котловинах типа замкнутых морских бассейнов.

В позднепермское время накопление мощной соленосной толщи завершается, море почти на всей территории впадины, за исключением центральной ее части, остается мелководным. Комплекс пород верхней перми представлен алевролитами, аргиллитами и глинами, накапливающихся в окислительной, либо слабовосстановительной обстановках. Содержание ОВ в них очень низкое (0,2-0,3 %). Битуминозность не зависит от глубины их залегания и, как правило, невысокая. Лишь в единичных образцах устанавливаются подвижные эпибитумы, в которых количество УВ фракций достигает 40 %. С точки зрения нафтидогенерации эти отложения не представляют интереса.

В триасовое время палеорельеф бассейна значительно изменился. В северной и центральной частях впадины на шельфе морского бассейна накапливаются сероцветные карбонатно-терригенные отложения, в южной,

юго-западной и западной частях, в основном, карбонатные породы, а в восточной и юго-восточной частях в континентально-морских условиях – красноцветные терригенные отложения. Наиболее распространенными геохимическими обстановками являются окислительная, либо слабовосстановительная. Мощность отложений к югу и центру впадины растет от 180 до 500 м. Количество ОВ в них варьирует от 0,4-0,5 % на северо-западе, до 0,6-1,5 % на остальной территории. Характерной особенностью состава ОВ триасовых отложений является обилие растительного детрита в виде черно-бурых углистых частиц. В восточной части впадины, кроме гумусового ОВ присутствует дисперсное сапропелевое, либо смешанное. Содержание битумоида в них меняется в широких пределах (0,1-0,04 %), возрастая с глубиной погружения этих отложений. Детальные геохимические исследования триасовых пород показывают, что сероцветные морские карбонатно-терригенные их фации можно отнести к категории нефтегазопроизводящих, однако площадь их распространения невелика и ограничивается размерами межсолевых мульдовых зон.

В юрское время морской бассейн расширяется. С юга и востока он обрамляется Астраханско-Актюбинской зоной поднятий. В бортовых частях происходит накопление, в основном, терригенных, глинисто-песчаных пород в слабовосстановительной обстановке, а в центральной – карбонатно-терригенных морских осадков. Концентрация ОВ в породах варьирует от 0,1 до 3,4 %, иногда повышается до 8 %, в углистых аргиллитах. Битуминозность не превышает 1,5-2,5 %, в составе ХБА доля УВ невелика.

В разрезе выделяются две потенциально НГМТ – среднеюрская терригенная и верхнеюрская глинисто-карбонатная. В меловое время пагеогеография бассейна существенно не меняется. В разрезе по геохимическим данным выделяется нижнемеловая терригенная НГМТ в объеме апт-сеноманского ярусов. Содержание $C_{орг}$ в этих отложениях изменяется от 0,8 до 2,6 %. Распределение генетических типов ОВ по площади и по разрезу аналогично юрскому комплексу. Содержание битумоида в породах составляет 0,01-0,02 %, а количество УВ фракции иногда превышает 30 %. С меловыми отложениями связаны два очага генерации: (1) – в зоне от Новокузнецкой до Шунгайской площадей на юге и (2) – в пределах Гурьевского прогиба.

Таким образом, в изученной части разреза осадочного чехла Прикаспийского нефтегазоносного бассейна наиболее высоким генерационным потенциалом обладают подсолевые отложения верхнего палеозоя в очагах генерации пассивных континентальных окраин (Карачаганакской, Биикжельской, Эмбенской), накопившихся в пределах палеоконтинентальных склонов, зон некомпенсированного осадконакопления на шельфе, а также породы Центрально-Прикаспийского рифта, формировавшиеся в глубоководных условиях.

3.4 Геотермические условия образования очагов генерации УВ.

Одним из основных факторов, определяющих развитие процессов генерации УВ и формирования залежей нефти и газа, является геотермический режим недр. Влияние этого фактора проявляется, прежде всего, при катагенетическом преобразовании ОВ материнских пород и реализации их генерационного потенциала.

Для оценки геотемпературного режима недр Прикаспийского бассейна был проведен анализ распределения современных температур и составлена серия региональных схем с применением различных методик, учитывающих влияние соленосной толщи на изменение температурного режима подсолевых отложений. Схематическая карта температур по кровле подсолевых отложений (рис.25), а также схематические карты палеотемператур нефтегазопродуцирующей толщи ($C\text{-}P_{1art}$) построены на основе фактических замеров температур в скважинах или по расчетным данным с учетом средних значений геотермических градиентов (рис.26 и 27).

В результате выполненных построений установлено региональное нарастание температур от северной бортовой зоны бассейна к южной и от восточной к западной. Полученные данные позволяют выделить ряд геотермических зон в пределах трансформных и пассивных окраин бассейна. На востоке выделяется Кенкияк-Остансукская зона, где на срезе – 4 км температуры не превышают 65-74 °С, на срезе – 5 км 76-90 °С, а на срезе – 7 км 98-120 °С. Изотермическая поверхность + 70 °С, характеризующая начало ГЗН находится на глубинах 3540- 4370 м. В северной прибортовой пассивной окраине бассейне выделяется ряд зон (Северо-Илекская, Тепловская и др.) характеризующиеся низкими температурными градиентами. Так на срезе – 4 км температура колеблется от 63 до 90 °С, а на глубине – 7 км от 98 до 135 ° С. Изотермическая поверхность + 70 °С, отвечающая верхней границе ГЗН располагается здесь на глубинах от 3300 м до 4800 м.

На западной трансформной окраине бассейна можно выделить Аралсорскую геотермическую зону, расположенную вблизи центральной рифтовой зоны бассейна, где происходит резкое нарастание температур с глубиной залегания подсолевых отложений. Так на глубине – 4 км современные температурные значения составляют 127- 136 ° С, а на глубине – 7 км колеблются от 155 до 176 °С. Изотермическая поверхность + 70 °С располагается на относительно небольших глубинах от 2100 до 2900 м., что связано по расчетным данным с повышенным геотермическим градиентом (2,2- 2,7 °С/ 100 м)

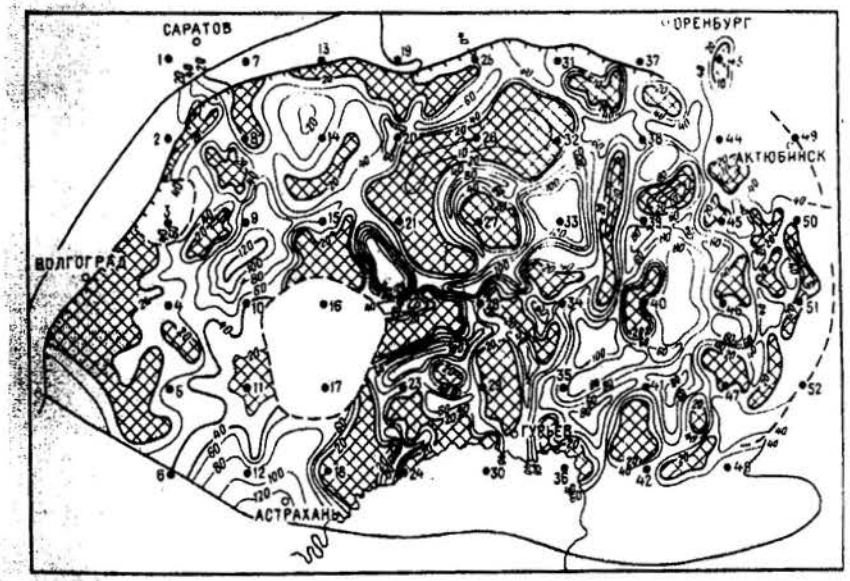


Рис. 25 **Схематическая карта температур по кровле подсолевых отложений Прикаспийской впадины.**

Области: *1* **— относительно неглубокого (до 700 м) залегания соли,** *2* **— невыясненного залегания соли; границы:** *3* **— бортового уступа,** *4* **— распространения галогенных пород;** *5* **— изотермы надсолевых пород;** *6* **— номера расчетных точек**

Аномально высокие температуры прослеживаются и на южной пассивной окраине бассейна, особенно в районах примыкающих к акватории Каспийского моря. В Астраханском очаге, например, на глубине – 4 км фиксируется температура 102- 128 °С, на глубине – 5 км 124- 156 °С, а на срезе – 7 км температура колеблется от 165 до 216 °С, при геотермическом градиенте 2,3 – 2,8 °С / 100 м.

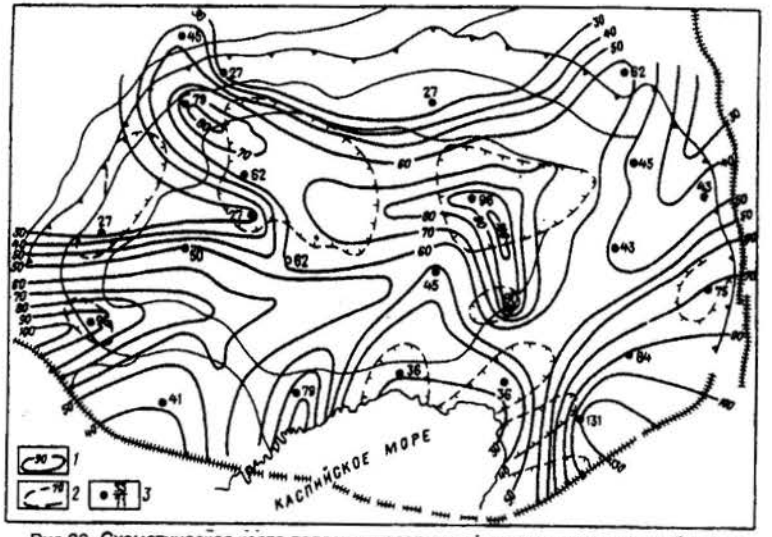


Рис.26. Схематическая карта палеотемператур нефтегазопродуцирующей толщи к началу кунгурского времени (C-Pkr)

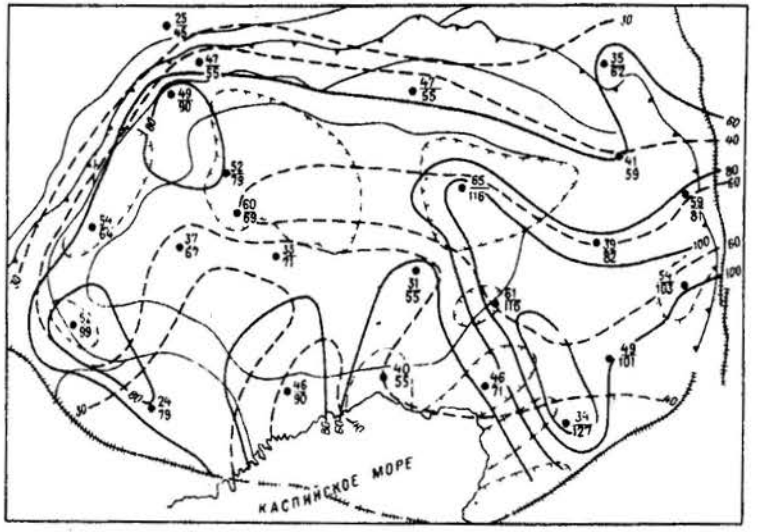


Рис. 27 Схематическая карта палеотемператур нефтегазопродуцирующей толщи к началу палеогенового периода. $C - P_1ar$

Палеоизотермы: *1* **— подошвы,** *2* **— кровли;** *3* **— рассчитанные палеотемпературы, в числителе — кровли, в знаменателе — подошвы**

Прорвинско-Каратонский очаг также характеризуется повышенными температурами. Так на глубине – 4км современные температуры составляют 128-135 °С, на глубине – 5 км 160 -176 °С, а на срезе – 7 км достигают 218-230 °С, при геотермическом градиенте 2,8- 3,2 °С /100 м. Эти данные, а также все имеющиеся к настоящему времени данные по отражательной способности витринита легли в основу построения схематических карт катагенетической превращенности ОВ для нижнепермских (подсолевых), средне-верхнекаменноугольных и нижнекаменноугольных отложений Прикаспийского бассейна.

Для этого был использован следующий фактический материал: 80 определений по отражательной способности (ОС) витринита, 12 – по элементному составу керогена и порядка 130 замеров современных температур в скважинах

Проведенный анализ показал значительное колебание во времени и по глубине границ основных зон катагенеза ОВ на различных этапах эволюции впадины. Глубина проявления отдельных стадий катагенеза в различных нефтегазоносных бассейнах неодинакова. Известно, что в бассейнах, содержащих в разрезе выполняющих его осадков соленосные отложения, зоны катагенеза растянуты по глубине.

Особенности размещения зон катагенеза по разрезу и площади Прикапийского нефтегазоносного бассейна тесно связаны и обусловлены специфическими чертами ее геологического развития. В отличие от других районов Русской платформы, распределение теплового поля Прикаспийского бассейна долгое время оставалось практически неизученной . С этим, видимо, связано и то, что составление глубинной зональности зрелости керогена в районах проявления соляной тектоники представляет значительные трудности из-за сложности реконструкций палеотемператур на больших глубинах.

Схематические карты катагенетической превращенности ОВ отложений нижней перми и карбона основаны на небольшом фактическом материале, особенно для центральных частей впадины, и поэтому границы выделенных зон катагенеза в значительной мере условны.

Отложения нижнего карбона имеют в пределах впадины широкое распространение и погружены на значительную глубину (5-7 км) в бортовых ее частях и еще большую (до 12 км) в центральных.

Соответственно изменяется и глубина катагенетической преобразованности ОВ в этих отложениях, которая постепенно нарастает в сторону центральных частей впадины. В пределах всей впадины отложения нижнего карбона испытывали влияние температур не менее 90-135 °С и поэтому ОВ в них находится в стадии катагенеза не ниже $МК_2$ (рис.28).

Постепенное и ступенчатое погружение нижнекаменноугольных осадков к центру впадины приводит к нарастанию температур в этом направлении и, следовательно, к увеличению катагенетического преобразования ОВ. Прямых определений степени катагенеза ОВ для центральных частей нет. Границы зон катагенеза проведены по нарастанию

расчетных палеотемператур с глубиной. Исходя из этих данных, можно полагать, что уровень катагенетической преобразованности ОВ нижнекаменноугольных отложений будет постепенно нарастать к центру впадины от стадии $МК_4$ до $АК_2$ (на глубине 12,0 км). В центральной части границы зон имеют изометрическую форму, раскрываясь к югу в Сарпинский прогиб, где также предполагается переход от стадии мезокатагенеза к апокатагенезу.

Таким образом, можно полагать, что ОВ в отложениях нижнего карбона находится в главной зоне нефтегазообразования ГЗН лишь в восточной и северо-восточной частях впадины, включая Шукатско-Имбекскую зону поднятий, Предуральский прогиб и Соль-Илецкий выступ. В остальной части территории, включая Астраханский свод, весь разрез нижнего карбона находится в зоне затухания процессов нефтеобразования и интенсивного развития процессов газообразования.

Отложения среднего-верхнего карбона в восточной части впадины были частично размыты. Их отсутствие отмечается вдоль восточной прибортовой части, а также на отдельных участках Шукатско-Имбекской зоны поднятий, в Каратонской зоне и на Астраханском своде. Катагенетическая зональность ОВ этих отложений имеет ту же направленность: степень катагенеза постепенно нарастает к центральным частям впадины. Однако зоны отдельных стадий катагенеза значительно

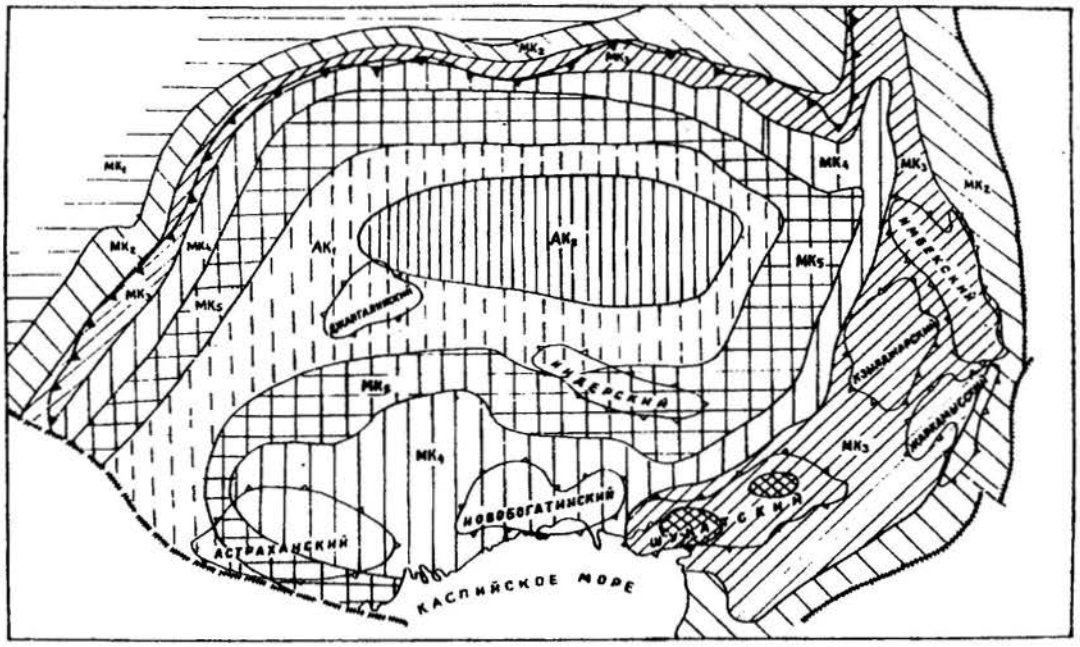


Рис. 28.Схематическая карта катагенетической превращенности ОВ в отложениях нижнекаменноугольного возраста

Условные обозначения

граница Прикаспийской впадины
глубинные разломы
крупные выступы фундамента
области размыва отложений

Степень катагенетической превращенности ОВ
Этапы катагенеза

ПК3 МК1 МК2 МК3
МК4 МК5 АК1 АК2

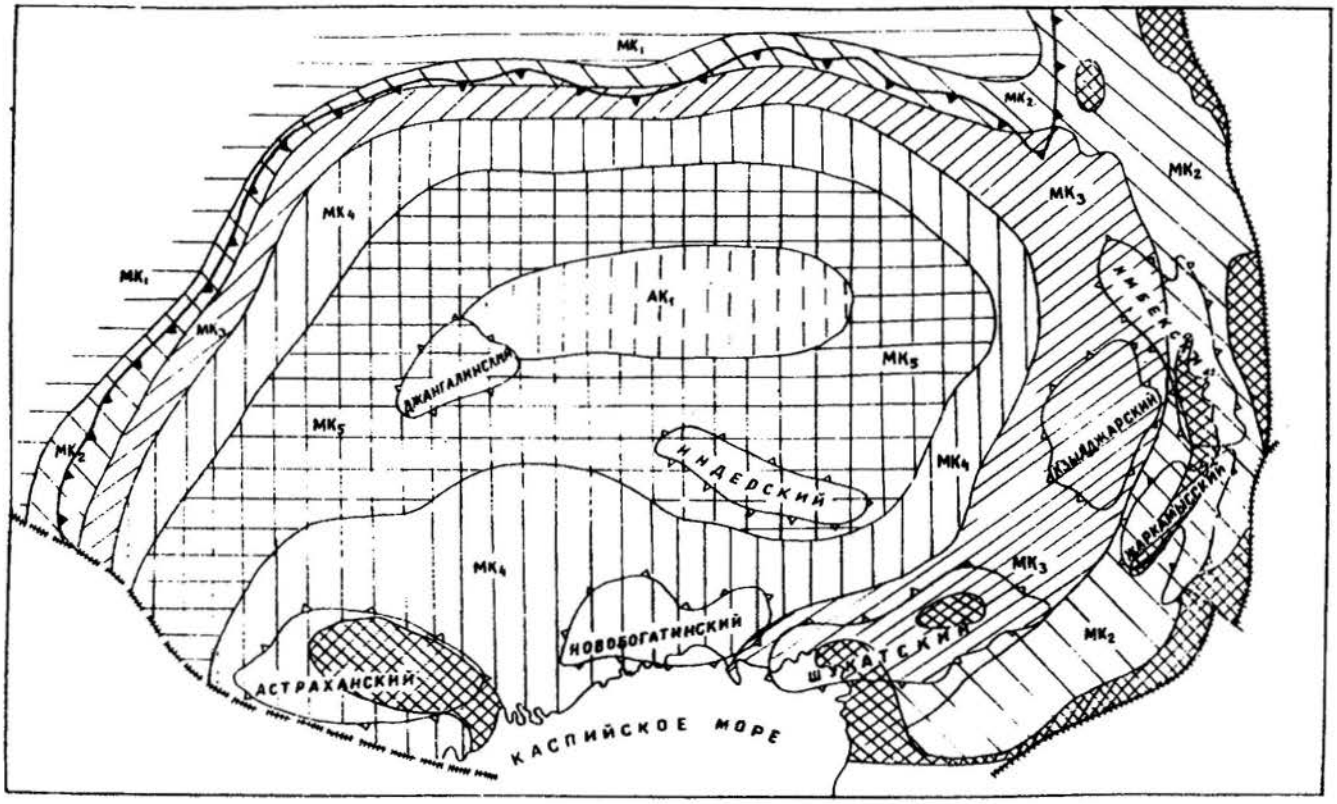


Рис. 29. Схемптическая карта катагенетической превращенности ОВ в отложениях средне-верхнекаменноугольного возраста

расширяются. Так зона $МК_2$ на востоке захватывает большую часть Предуральского прогиба, Имбекского, Жаркомского выступов, южную часть Соль-Илецкого свода, протягиваясь узкой полосой далее на запад вдоль карбонатного уступа, вплоть до Волгоградского Поволжья (рис.29).

В главную зону нефтеобразования средне-верхнекаменноугольные отложения вовлекаются на значительной площади, включая восточную половину Щукатского выступа, всю восточную часть впадины, а также Предуральский прогиб и Соль-Илецкий выступ. В то же время западная часть впадины, за исключением узкой полосы бортового уступа, а также центральная и южная ее части, включая Астраханский свод и Новобогатинское поднятие, продолжают находиться в зоне интенсивного газообразования. Однако стадия апокатагенеза в южной части впадины (Сарпинский прогиб и западная часть Астраханского свода) практически нигде не достигается. Можно лишь предполагать, что в центральной самой погруженной части впадины на относительно небольшой площади температуры достигли значений (200 °С и более), характерных для стадии катагенетического преобразования ОВ, соответствующей началу апокатагенезу. На всей остальной территории впадины ОВ пород среднего и верхнего карбона на современном этапе ее развития находится на стадии катагенеза $МК_4$-$МК_5$.

Нижнепермские (подсолевые) отложения залегают на размытой в предпермское время поверхности различных горизонтов карбона и широко развиты в пределах Прикаспийской впадины. На востоке вдоль бортового уступа нижнепермские отложения отсутствуют. Далее на запад их мощности растут до границы развития глубоководных фаций, а затем к центру впадины глубины их погружения увеличиваются, а мощность, благодаря некомпенсированному режиму осадконакопления, сокращается. Приведенная на (Рис.30) зональность катагенеза ОВ строго схематично характеризует подошву этих отложений, так как для кровли этих пород картина распределения температурного поля, отражая строение вышележащих соленосных отложений кунгура, должна иметь мозаичную конфигурацию. Проведенные ранее палеотемпературные построения показывают, что под солевыми штоками и в межкупольных мульдовых зонах, где мощности соли резко сокращены, разница температур в кровле нижележащих отложений перми может достигать 20-40 °С. Причем такой дифференцированный прогрев нижнепермских отложений, обусловленный высокой теплопроводностью соли, продолжался длительное геологическое время вплоть до конца палеогена. Именно этим следует объяснить установленную по ОС витринита различную степень катагенетического преобразования ОВ в нижнепермских подсолевых породах на одних и тех же глубинах.

Различными были палеотемпературные условия и по площади развития пород нижней перми. Установленная слабая напряженность геотермического поля на севере и северо-востоке впадины обусловила, вероятно, и невысокую степень катагенеза ОВ. В Актюбинском очаге, несмотря на большую мощность (2500 м) и значительную глубину (до 4000 м) погружения пород

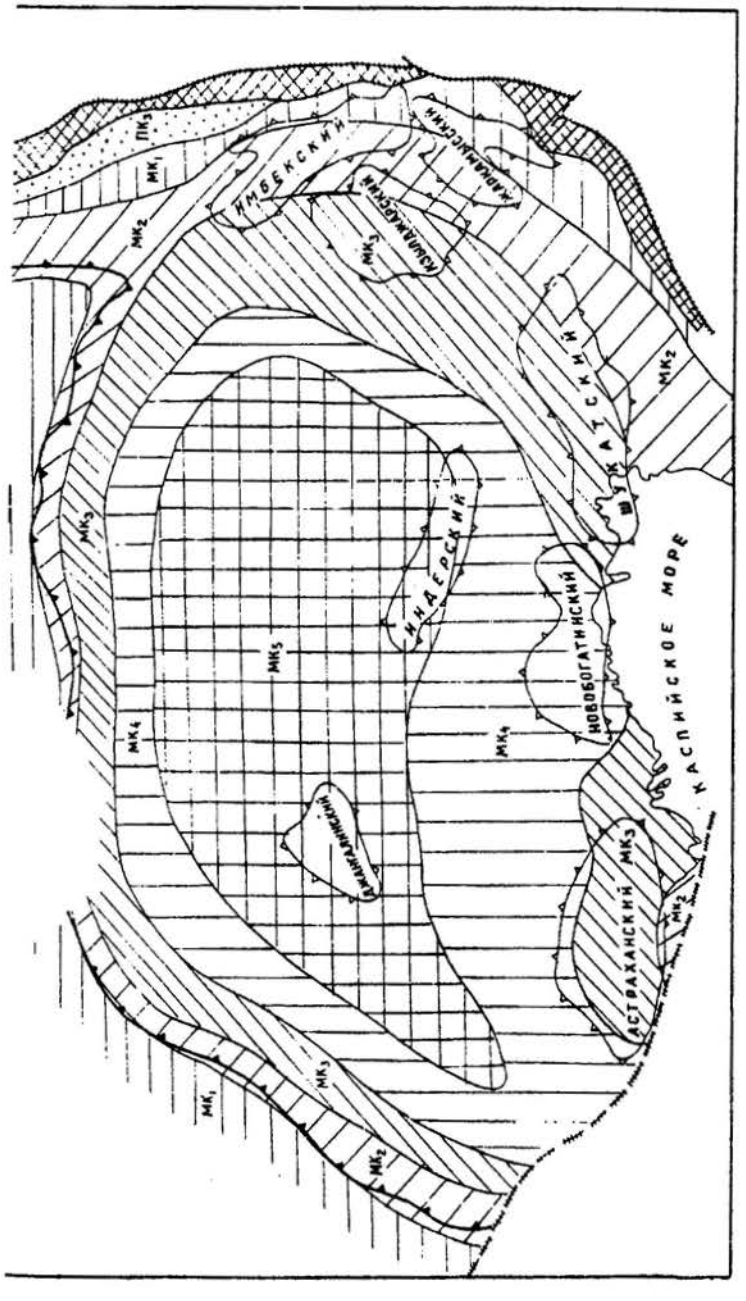


Рис. 30. Схематическая карта катагенетической превращенности ОВ в подсолевых отложениях нижнепермского возраста
условные обозначения см. рис. 50

нижней перми, ОВ в них находится на переходной от прото- к мезокатагенетической стадии ($ПК_3$-$МК_1$). На западе и в центральной части впадины глубина погружения и температура возрастают сначала достаточно резко, что отражается на быстрой смене одних стадий катагенеза другими, более высокими, на большом расстоянии от бортовой зоны впадина, а затем постепенно, что приводит к расширению площади катагенетических зон ($МК_3$-$МК_5$). В южной и юго-западной частях впадины современные и палеотемпературы выше, чем на востоке. Поэтому на тех же глубинах ОВ нижнепермских отложений преобразовано до стадии $МК_3$-$МК_4$.

В Астраханско-Новобогатинской зоне поднятий, за исключением наиболее приподнятой части Астраханского свода, ОВ нижнепермских отложений преобразовано до стадии $МК_4$, а в Сарпинском прогибе до $МК_5$. В центральной части бассейна на глубинах 8000-9000 м и более находится в зоне, где ОВ этих пород достигло максимальной мезокатагенетической стадии ($МК_5$ -АК). На западе и северо-западе в пределах впадины зона проявления катагенеза $МК_3$-$МК_4$ протягивается узкой полосой вдоль западного и северо-западного борта, где везде нижнепермские отложения находятся в ГЗН. Площадь распространения нижнепермских нефтегазоматеринских пород, находящихся на современном этапе в ГЗН, охватывает практически всю территорию впадины, за исключением ее центральных наиболее погруженных (7000-9000 м) и юго-западной частей (Сарпинский прогиб, Астраханско-Новобогатинская зона), где они погружены в зону интенсивного развития процессов газообразования.

Сравнивая схематические карты катагенетического преобразования ОВ для нижнепермских (подсолевых) и каменноугольных нефтегазоматеринских пород, можно наблюдать следующую закономерность проявления ГЗН. Для северной и западной частей впадины ГЗН практически остается на одной и той же глубине (4000-5000 м) и тянется узкой полосой вдоль бортовых уступов. На востоке глубина погружения нижней границы этой зоны достигает 6000-7000 м, площадь ее распространения значительно расширяется.

Геологическое строение восточной прибортовой зоны достаточно сложное. В ее пределах выделяется ряд структурно-фациальных элементов, характеризующихся различными условиями тектонического развития и неодинаковой полнотой разреза подсолевых отложений. Достаточно разнообразными были геотермические условия в отдельных структурных зонах, как по площади, так и по глубине погружения нефтегазоматеринских толщ. Причина аномально низкого катагенеза РОВ пород связана, вероятно, со своеобразием геотермического режима, свойственного Прикаспийскому солеродному бассейну

Приведенные схемы развития процессов нефтегазообразования иллюстрируют поэтапность вхождения подсолевых отложений в ГЗН в различных геоструктурных зонах восточной прибортовой зоны (рис.31).

Так на Соль-Илецком выступе отложения девона входили в ГЗН с конца артинского века, а отложения карбона – с конца кунгурского времени.

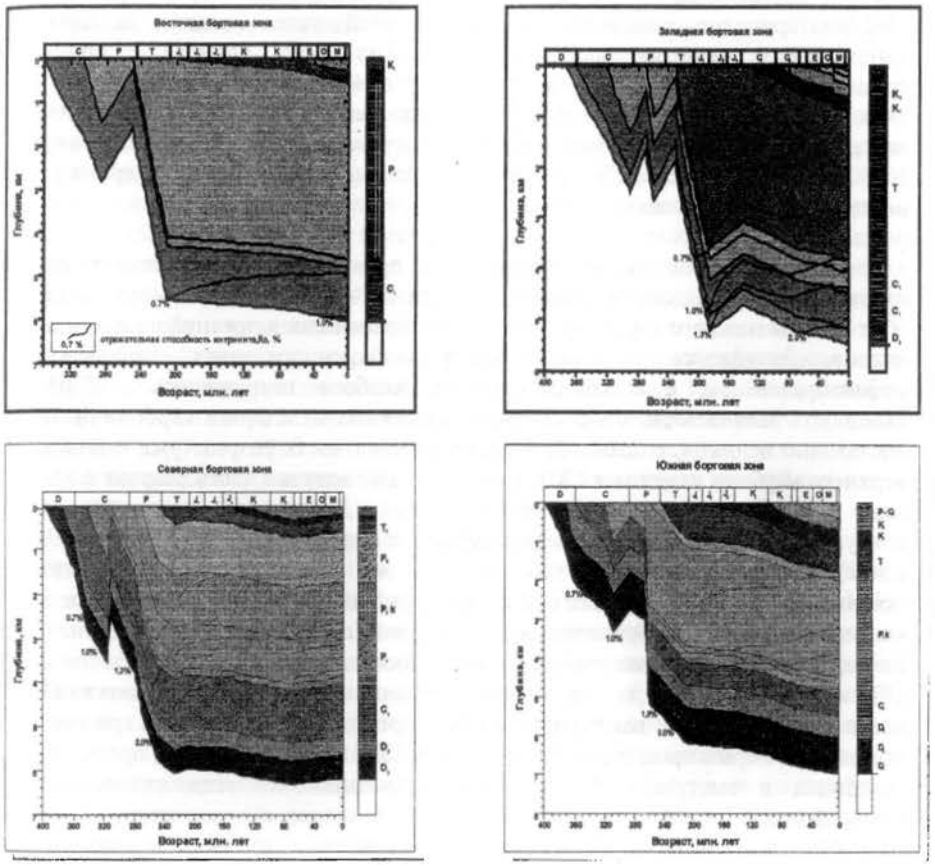


Рис.31. Модели погружения и степени зрелости НГМП для основных тектонических зон Прикаспийской впадины.

Нижнепермские (подсолевые) породы здесь практически не испытали влияния высоких температур, характерных для ГЗН. Лишь в конце триаса подошва этих отложений находилась в зоне интенсивного развития процессов нефтеобразования. В конце триаса все подсолевые отложения погрузились в этой структурной зоне на максимальную глубину. С этого времени Соль-Илецкий выступ начал воздыматься и поэтому фиксируемые здесь современные температуры ниже палеотемператур на 20-30 °С. В то же

время Имбекский выступ, начиная с конца карбона, стабильно погружался. Нефтематеринские отложения девона в этой зоне входили в зону интенсивного развития процессов нефтеобразования, начиная с конца среднего карбона, нижнекаменноугольные отложения – с конца артинского века, нижнепермские – с начала триаса. Подсолевые отложения в этой зоне, по сравнению с Соль-Илецким выступом, погружались на большую глубину (6500 м) и находились в ГЗН достаточно длительное геологическое время (с конца карбона до настоящего времени).

Жаркомысский выступ фундамента проявился как положительная структура с конца девона, однако, начиная с карбона, начал погружаться. Уже с конца нижнего карбона в результате нисходящих движений отложения девона находились в зоне прогрессивного развития процессов нефтеобразования, а с конца среднего карбона погружались в ГЗН. Мощность вышележащих карбонатно-терригенных отложений карбона была достаточно велика (до 2500 м), поэтому нижняя часть разреза уже с конца верхнего карбона входила в ГЗН, в то время как верхняя часть разреза в эту зону погрузилась лишь в артинское время. Длительное и устойчивое погружение этой зоны в верхнепермское время и в течение всей последующей мезокайнозойской истории ее развития способствовало поэтапному вхождению в ГЗН все более молодых отложений. Так, уже в конце триаса в нее погружались осадки нижней (подсолевой) перми. Однако последующее охлаждение этой зоны привело к отставанию роста катагенеза ОВ этих отложений. До настоящего времени верхняя часть отложений девона, весь разрез каменноугольных пород и нижняя часть разреза подсолевой перми продолжают пребывать в ГЗН, а, следовательно, процессы генерации и эмиграции УВ в этих отложениях все еще интенсивно развиваются.

На северном склоне Южно-Эмбенского поднятия процессы нефтегазообразования развивались не столь стабильно. Здесь отложения девона, так же как на Жаркомысском выступе, вступили в ГЗН уже в конце верхнего карбона. Однако каменноугольные породы еще долгое время находились вне этой зоны. Хотя температурные условия проявления ГЗН наступили в конце артинского – начале кунгурского веков, процессы нефтегазообразования в ней развивались слабо и с большими перерывами. Это, вероятно, было связано с тем, что эта зона в период с начала кунгура и до конца триаса была приподнята. Глубокий размыв этих отложений привел к резкой смене в начале мезозоя геотермических условий. Развитие процессов нефтеобразования в породах карбона и девона тормозится частой сменой положительно и отрицательно направленных блоковых движений. И только с конца юрского времени эта территория вновь испытывает погружение, хотя и не столь активное, как в палеозое. Современные температуры от 90 до 135 °С установлены в этой зоне на глубине от 3000 до 5000 м. В этом интервале глубин, где в настоящее время продолжают

интенсивно развиваться процессы нефтеобразования, вскрыты отложения карбона, вероятно, являющиеся основным источником генерации УВ.

Южнее этой зоны, в Биикжальском очаге, дифференциация поэтапного вхождения в ГЗН подсолевых отложений обусловлена формационными перерывами в осадконакоплении. С начала карбона эта зона погружалась, затем до конца верхнего карбона воздымалась. Перерыв в осадконакоплении продолжался в течение всего верхнего карбона. Различный темп погружения этих отложений, наличие перерыва и смена геотермического режима не способствовали стабильному развитию процессов нефтеобразования. Практически в течение всей геологической истории развития этого региона маломощные отложения нижнего карбона и, вероятно, девона, хотя и находились (с конца кунгура) в зоне развития процессов нефтеобразования, вероятно, генерировали незначительное количество УВ. Замеренные в нижней части разреза пермских отложений современные температуры (105 °С на глубине 5000 м) еще раз подтверждают вывод о том, что катагенетическая зональность здесь значительно растянута по глубине.

Иначе развивались процессы нефтеобразования в Приморской зоне. Здесь современные замеренные температуры на глубине от 2500 м до 5000 м составляют от 90 до 160 °С. Примерно на тех же глубинах проявилась ГЗН в конце артинского века. В нее погружались отложения девона и карбона, а с конца верхнего мела и нижняя часть разреза подсолевой нижней перми. Процессы нефтеобразования, развивающиеся в отложениях девона, с конца карбона протекают в замедленном темпе в течение всего карбона и до конца артинского века. Новый импульс развития этих процессов имел место во время накопления мощной соленосной толщи кунгура и дальнейшего погружения осадков девона и карбона. С этого времени в ГЗН вступают и отложения нижнего – среднего карбона, а с конца мела – и отложения нижней перми.

На северо-востоке, в Актюбинском очаге амплитуда прогибания была максимальной для всей восточной части впадины. Мощность отложений карбона здесь достигает 2500 м. Наибольшее их погружение (5500 м) произошло в конце артинского века. С этого времени процессы нефтеобразования в них интенсивно развивались и, вероятно, продолжаются до настоящего времени. Вышележащие отложения перми и мезозоя имеют очень небольшую мощность, местами размыты и, видимо, не принимали участия в процессах генерации и эмиграции УВ. Можно полагать, что отложения девона при таких глубинах погружения должны находиться в нижней зоне газообразования. Однако современные замеренные температуры в этом районе на глубине 4000 м не превышают 85 °С, поэтому можно с уверенностью говорить только о том, что в УВ из Актюбинского очага могли накапливаться в отложениях карбона и верхней части девона, которые находились в ГЗН, начиная с конца артинского века. Несколько замеров ОВ

витринита в них указывают, что палеотемпературы на глубине около 4500 м в пермское время могли достигать 130 °С и более.

На Соль-Илецком выступе и на Оренбургском своде формирования залежей нефти в отложениях карбона начались не ранее, чем в конце кунгурского века. Газообразование УВ поздней стадии генерации начали поступать в ловушку с середины – конца триаса и продолжают накапливаться в настоящее время. Основным источником УВ были нефтегазоматеринские породы нижнего – среднего карбона, участие нижнепермских пород в этих процессах маловероятно, так как даже в условиях их максимального погружения в начале юры палеотемпературы в них не превышали 80°С.

В Актюбинском прогибе процессы формирования могли начаться уже в начале артинского века за счет эмиграции УВ из отложений карбона и, вероятно, девона. Следует учесть, что при формировании залежей негативную роль сыграло отсутствие в разрезе соленосной толщи. Уже на первых стадиях формирования газообразные УВ и легкоподвижные компоненты нефти в залежах могли рассеяться. Очевидно, на северном склоне Южно-Эмбенского поднятия (Тортайское месторождение) условия формирования залежей были такие же или близкие к ним.

В зонах развития региональной соленосной покрышки (Жаркомысский и Имбекский выступы, Биикжальская мульда, Каратонский прогиб) условия для сохранения залежей были намного благоприятнее. Начало формирования залежей в отложениях карбона приходится почти во всех указанных очагах генерации на артинское и (или) кунгурское время и, вероятно, с разной степенью интенсивности (активизации в период погружения и замедления во время развития инверсионных процессов) продолжается до настоящего времени.

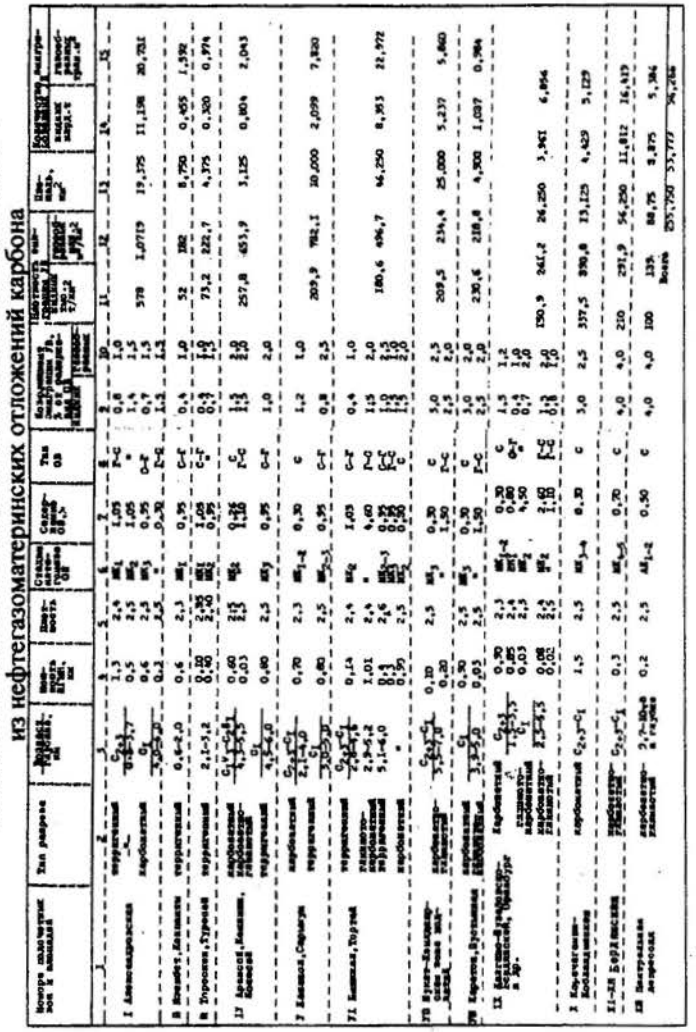
В нижнепермских (подсолевых) нефтегазоматеринских породах процессы интенсивного нефтеобразования протекали лишь в районах их глубокого погружения (Биикжальское, Каратюбинское, Кенкиякское, Каратонское месторождения) с конца мелового времени, за исключением Имбекского выступа, где процессы формирования залежей начались в раннем триасе.

Таблица 3.

Плотность эмиграции жидких и газообразных УВ из отложений перми восточной части Прикаспийской впадины

Номера подсчетных зон и площадей	Тип разреза	Глубина, км	Мощность НГМТ, км	Плотность породы, г/см³	Стадия катагенеза ОВ %	Содержание ОВ, %	Тип ОВ	Коэффициент эмиграции УВ, % от содерж.ОВ		Плотность эмиграции УВ		Площадь, км²	Количество эмигрировавших УВ	
								жидких	газообразных	жидких, т/км²	газообразных, м³/км²		жидких млрд.т	газообразных, трлн.м³
I. Подгорненская	терригенный	0,9-2,4	1,3	2,3	$МК_3$-$МК_4$	1,3	С-Г	0,2	1,0	77,7	540,3	6,125	0,475	3,240
II. Остансук	терригенный	2,8-4,1	0,56	2,5	$МК_{1-2}$	1,27	С-Г	0,2	1,5	35,0	368	15,000	0,525	5,520
Мортук		3,6-4,4												
III. Кенкияк-Аралсай	терригенный	3,8-4,6	0,50	2,55	$МК_{1-2}$-$МК_2$	1,3	С-Г	0,7	1,0	131,9	330	11,875	1,556	3,894
Бозоба			0,50			2,0	С	0,7	3,0					
IV. Тортай	терригенный	2,1-2,8	0,56	2,5	$МК_2$	1,3	С-Г	0,7	1,0	127,4	252,9	18,125	2,305	4,589
Карагобе		4,2-4,7												
V. Жанажол	терригенный	2,1-2,6	0,40	2,4	$МК_1$	1,30	С-Г	0,5	1,5	62	258,5	5,625	0,349	1,455
Ю. Тускум														
VI. Сарыкум	глинисто-карбонатный	1,7-2,4	0,55	2,4	$МК_1$	0,70	Г-С	1,5	2,0	138,6	256,8	4,375	0,604	4,375
VII. Пустынная	карбонатный	3,6-3,9	0,09	2,5	$МК_2$	0,25	С	4,0	2,0	66,0	48,4	3,750	3,247	0,182
Каратон	глинистый		0,01			3,0		1,5	1,0					
VIII. Красноярская	кремнисто-глинисто-карбонатный	3,0-3,2	0,06	2,4	$МК_2$	1,3	С	1,5	1,0	28,0	26,0	7,500	0,210	0,195
IX. Шубар-Кудук	глинистый	4,4-5,7	0,3	2,45	$МК_{2,3}$	1,37	Г-С	2,0	2,0	200	278,20	20,625	0,413	5,738
X. Шуаитская	карбонатно-кремнисто-глинистый	5,5-6,5	0,25	2,5	$МК_3$	0,67	С	3,0	2,0	123	111,2	39,375	5,079	4,378
Карачаганак-Кобландинская														
XI. Оренбург-Калганы	карбонатный	1,5-1,8	0,25	2,3	$МК_1$	0,3	С	0,5	1,5	8,62	35,8	15,625	0,134	0,560
XII. Бердинско-Каменная	карбонатный	2,4-3,1	0,60	2,5	$МК_2$	0,25	С	2,0	1,5	75,0	78,4	11,875	0,890	0,926
XIII. Центральная	глубоковод-ный-карбонатно-кремнисто-глинистый	6,5-9,0	0,10	2,6	$МК_{4,5}$	0,80	С	4,0	4,0	83,2	115,6	78,125	19,287	44,035

Таблица 4 Плотность эмиграции жидких и газообразных УВ из нефтегазоматеринских отложений карбона



Растянутость зон катагенеза ОВ по глубине и низкое современное геотермическое поле значительно снижают критическую нижнюю границу распространения нефтяных залежей (до глубин 6000-7000 м).

Степень геологической и геохимической изученности региона позволяет рассмотреть условия эмиграции УВ из НГМТ только для каменноугольных (таблица 3-4) и нижнепермских подсолевых отложений .

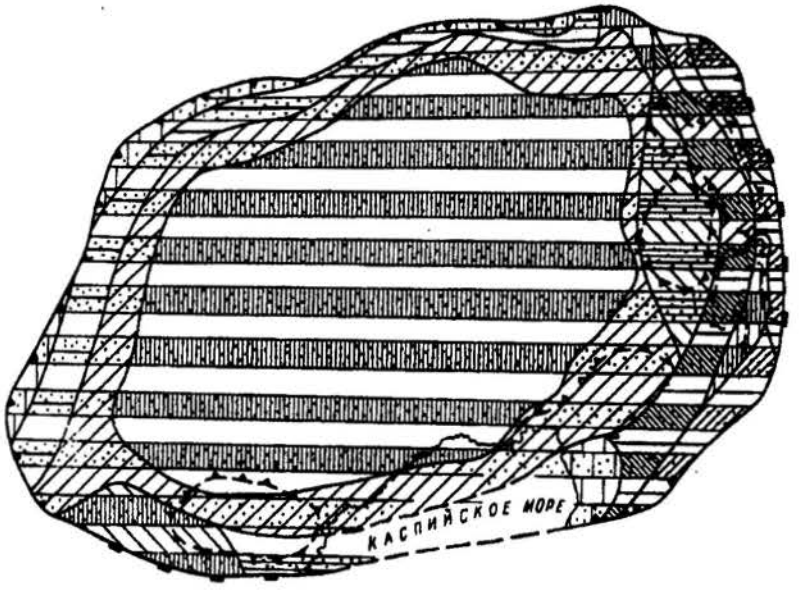


Рис. 33. Схематическая карта плотности эмиграции УВ из нижнепермских (подсолевых) отложений Прикаспийской впадины. Составили: М.К.Калинко, О.П.Навроцкий, И.В.Орешкин, В.В.Пайразян, И.Н.Сидоров, О.П.Четверикова (с использованием данных В.Н.Горшкова, С.Г.Наручева, Г.М.Парпаровой, И.Б.Дальян, Э.А.Светлаковой, Г.Н.Молодых и др.).

Условные обозначения см. на рис. 32

На приведенных картах плотностей эмиграции жидких и газообразных УВ (составленных коллективом авторов ВНИГНИ и НВНИИГГ) хорошо отражена неравномерность распределения зон различных плотностей эмиграции УВ (рис.32 и 33).

Максимальные их значения четко приурочены к областям глубокого прогибания этих отложений в Центрально-Прикаспийской депрессии, Сарпинском прогибе, Актюбинской зоны прогибаний и др. Хотя каждый подсчетный участок выделялся по комплексу необходимых литолого-геохимических критериев (однородность состава, единый генетический тип ОВ, небольшие колебания в содержании $C_{орг.}$ и т.д.), уверенно судить о достоверности полученных результатов трудно, т.к. каждый участок охарактеризован небольшим количеством данных. Для НГМТ карбона выявлены колебания средних значений плотностей эмиграции для жидких

УВ от 90 до 390 тыс. т / км^2, а для газообразных – от 180 до 680 млн. м^3/ км^2. Максимальные значения плотностей эмиграции УВ определены в зоне сочленения Актюбинского Приуралья с Предуральским прогибом и для территории Сарпинского прогиба, а также предполагаются в Центральной части бассейна (660 млн. м^3/км^2 для газообразных УВ), что связано с высокой степенью катагенеза ОВ в этих зонах.

Масштабы эмиграции УВ из нижнепермский (подсолевых) НГМТ изменяются в зависимости от приуроченности подсчетных участков к различным зонам катагенеза, либо отражают вариации колебания мощности генерирующих толщ. Максимальное значение плотностей эмиграции УВ установлены на восточном борту бассейна (300 тыс. т км^2 жидких и 500 млн. м^3 / км^2 для газообразных), минимальные значения установлены в северной и северо-западной прибортовых частях (соответственно 100-150 тыс. т /км^2 для жидких УВ и 250-300 млн. м^3 /км^2 для газообразных).

Плотности эмиграции УВ из надсолевых НГМТ в зонах, где они представлены в морских фациях, колеблются для триасовых отложений от 4 до 45 тыс.т / км^2 жидких УВ и от 14 до 80 млн. м^3 /км^2 для газообразных, соответственно от 0,8 до 20 тыс. т /км^2 и от 6,0 до 30 млн. м/км^2, для меловых – от 3,2 до 27 тыс. т/км^2 и от 7 до 30 млн. м/км^2. В целом суммарная плотность эмиграции УВ из палеозойских (подсолевых) НГМТ на порядок выше, чем из мезозойских, что подтверждается также распределением запасов нефти и газа и соотношением объемов нефть/ газ в залежах по разрезу осадочного чехла бассейна.

3. 5. Геохимическая характеристика нефтей и конденсатов.

Региональные изменения состава и свойства УВ флюидов, установленных в под - и надсолевом комплексах отложений Прикаспийского бассейна, рассмотрены в ряде работ (1,4,6,21,37).

Проведенные во ВНИГНИ детальные геохимические исследования позволили установить их различный генезис и выделить шесть генетических групп нефтей, связанных с верхнедевонско-нижневизейским, верхневизейско-среднекаменноугольным, верхнекаменноугольно-нижнепермским, нижне-среднетриасовым и нижнеюрским комплексами. Нефти в этих углеводородных системах различаются не только по индивидуальному составу УВ (высокомолекулярных алканов и изопреноидов) и структурам парафиновых цепей, но и по изотопному составу серы и углерода (рис.34). В зависимости от геодинамических обстановок формирования менялись условия фазовых переходов УВ флюидов в пределах отдельных тектонических элементов и структурно-стратиграфических комплексов.

На Карачаганакской ПО в девонских отложениях нефти, в основном, метаново-нафтенового типа, средней плотности (0,81-0,86 г/см^3), слабоокисленные, содержание бензиновой фракции составляет более 40 %,

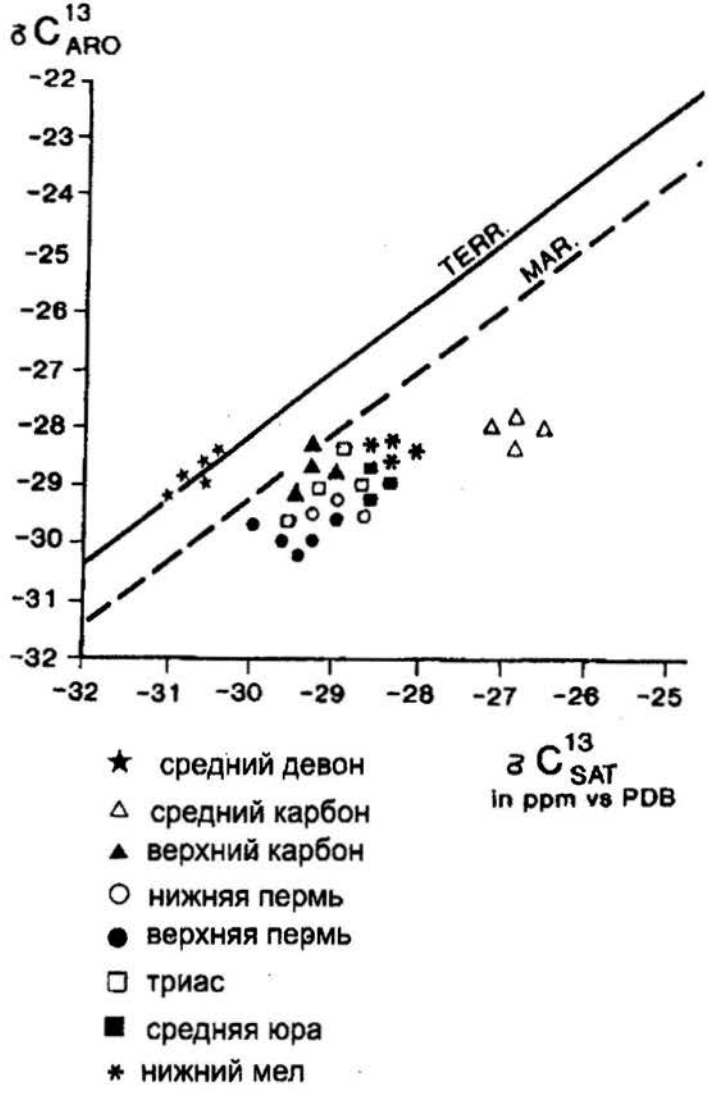


Рис. 34. Корреляция разновозрастных нефтей Прикаспийского бассейна по данным изотопного анализа углерода

малосернистые (до 0,5 %), с большим содержанием ароматических УВ (до 20 %). В этой же зоне встречены залежи конденсатов плотностью 0,764 г/см^3 и содержанием бензиновой фракции до 56 %. Важно отметить большую глубину их залегания (5,3 км), которая, судя по составу залежей, а также низким пластовым температурам (< 100 °С), не является критической для открытия в этой зоне залежей УВ в жидкой фазе.

В каменноугольных отложениях были изучены нефти и конденсаты не только в указанной зоне, но и на восточной и юго-восточной трансформных окраинах бассейна. Плотность нефтей колеблется в широких пределах (от 0,83 до 0,89 г/см^3). Содержание бензиновых фракций – от 14 до 44 %. Все они обладают признаками гипергенных изменений в составе нефтей, выраженных, в основном, отсутствием или минимальным количеством легких фракций.

На Астраханской пассивной окраине в отложениях карбона установлены преимущественно газоконденсатные залежи. Конденсат имеет высокую плотность (0,81-0,83 г/см^3) и содержит относительно небольшое количество бензиновой фракции (27 %). К северу от нее в сторону Центрально-Прикаспийской рифтовой зоны обнаружена нефтяная залежь (Ширяевская), с небольшим газовым фактором, что позволяет прогнозировать в этой зоне возможность открытия новых залежей не только конденсатов, но и нефтей.

На структурных поднятиях Кызылджарского краевого плато нефти в подсолевых отложениях (месторождения Кенкияк, Жанажол, Улькентюбе и др.) относительно легкие (0,82-0,84 г/см^3) метанового типа с содержанием бензиновых фракций до 35 %. Глубина их залегания колеблется от 3,3 до 5,1 км при изменении пластовых температур от 70 до 110 °С. Судя по геохимическим данным, нефтяные залежи этой зоны на поднятиях с высокой амплитудой подвергались воздействию гипергенных процессов, приведших на некоторых структурах к их дегазации и окислению. В пермских отложениях были изучены нефти и конденсаты месторождений, приуроченных к северной и восточной окраинным зонам бассейна. Отличительной особенностью пермских нефтей является отсутствие определенной зональности в изменении их состава и свойств по площади и по разрезу. Это в одинаковой мере относится к составу нефти установленных в резервуарах нижнепермских, и верхнепермских отложений. В северной и западной бортовых частях впадины нефти имеют плотность 0,83-0,87 г/см^3, содержание бензиновых фракций в них колеблется от 9,2 до 33,1 %, нефти, в основном метаново-нафтенового типа. В восточной прибортовой зоне нефти преимущественно метанового состава, их плотность варьирует в широких пределах (0,80-0,86 г/см^3), содержание бензиновой фракции меняется от 22% до 41%. В верхнепермских отложениях нефтяные залежи полностью дегазированы и окислены, что связано, очевидно, с их переформированием при трансформации Актюбинской пассивной окраины. Это наблюдается в залежах, расположенных в зоне гипергенеза, на глубинах от 700 до 1000 м при низких пластовых температурах (28-30 °С).

Геологические условия сохранности нижнепермских залежей нефти обусловлены наличием соляной покрышкой различной мощности и развитием процессов галокинеза. Судя по их составу, часть залежей подвергалась активным гипергенным процессам, причем независимо от глубины залегания, другая была полностью дегазирована, но не окислена, третья вообще не содержит никаких признаков воздействия процессов биодеградации.

В мезозое изменение фазового состава УВ происходило, в основном, под действием тектонических процессов изостатистического выравнивания и существенного влияния на изменение вертикальной зональности распределения УВ флюидов по осадочному разрезу бассейна не оказывали.

В триасовых отложениях встречены нефти преимущественно метаново-нафтенового состава. Залежи, установленные на северном борту на небольших глубинах (120-600 м, при температуре около 20-25 °С), содержат дегазированные, сильно окисленные нефти с высокой плотностью (0,88 г/см^3) и низким выходом бензиновой фракции (5-15 %). В восточной части бассейна (месторождение Каратюбе) нефти в триасаовых отложениях видимо были менее деградированы судя по значениям их плотности (0,82 г/см^3) и высокому содержанию в их составе бензиновых фракций (15-32 %). Нефти аналогичного метаново-нафтенового типа встречены также в пермотриасовых отложениях юго-восточной части бассейна. Особенностью состава нефтей триасовых отложений в этой зоне является низкое содержание в них асфальтеновых компонентов.

В юрских отложениях месторождения нефти расположены, в основном в восточной и юго-восточной частях бассейна. Для большинства из них характерно почти полное отсутствие в составе бензиновых фракций и высокая степень окисленности. Очевидно, это связано с небольшими глубинами их залегания и воздействием гипергенных факторов. Нефти тяжелые (0,87-0,93 г/см^3), нафтено-ароматического типа.

В меловых отложениях установлены нефти такого же типа и состава, за исключением краевых частей Актюбинской зоны поднятий и Бузачинского свода, где в их составе отмечаются высокие концентрации серы, асфальтенов и металлопорфиринов.

Изучение влияния термобарических условий на состав нефтей проводилось по отдельным литолого-стратиграфическим комплексам и тектоническим элементам прибортовых частей впадины на основе многомерного корреляционно-регрессионного анализа. Было установлено, что для большинства залежей нефти подсолевых отложений нет четкой корреляции изменения их состава в зависимости от условий их залегания.

В то же время для мезозойских надсолевых нефтей наблюдается определенная зависимость изменения их состава с глубиной залегания залежей, минерализации пластовых вод и пластовой температуры (плотность с увеличением глубины залегания уменьшается, содержание легких фракций возрастает, смолистость растет с уменьшением минерализации пластовых вод, сернистость с уменьшением пластовых температур увеличивается). С

учетом этих выявленных показателей был дан прогноз изменения состояния и состава нефтей для слабо изученных прибортовых частей Прикаспийской впадины.

Состав газов и газоконденсатов также варьирует в широких пределах, в зависимости от литологического состава природных резервуаров, герметичности и типа флюидоупоров, глубины залегания, термобарических условий и т.д.

В продуктивных горизонтах среднего карбона установлены чисто газовые, газоконденсатные залежи (месторождения Астраханское, Тажигали), либо нефтяные (месторождения Тортай, Жанажол). Основной отличительной особенностью газов этих отложений является повышенное содержание кислых компонентов (до 50 %) в залежах, приуроченных к карбонатным резервуарам. В составе газов, обнаруженных в нижнепермских резервуарах установлено повышенное содержание азота. Так, в пределах северной прибортовой части распространены главным образом углеводородно-азотные газы (на Чинарьевской площади содержание азота – до 40 %, на Гремячинской – 36,6 %), есть и чисто азотные (92,8-99,1 %) на Алтатинской площади, например. Высокоазотистые газы установлены также в поднадвиговой части Астраханской ПО (N_2 – 63-67 %, со значительной примесью водорода), а также залежи углекислого газа (до 90 %).

В надсолевых мезозойских отложениях установлены газы самого разнообразного состава. В триасовых продуктивных горизонтах газы преимущественно метанового состава, с небольшим содержанием сероводорода (1,6 %), но с повышенным количеством азота (до 13 %), в попутных газах содержание кислых компонентов резко возрастает (до 55 %, Бекетская площадь). В юрских и нижнемеловых отложениях газ, в основном, попутный с высоким содержанием гомологов метана, иногда содержит конденсат до 120-130 г/м^3.

Как уже отмечалось, для выделения углеводородных систем необходимым элементом является биомаркерный анализ нефтей, позволяющий проведение корреляции их состава с составом керогена нефтегазоматеринских пород.

Во ВНИГНИ в течение ряда лет проводилась исследовательская работа по изучению НГМП и состава флюидов Прикаспийского бассейна (4,5,6,37).

Наличие зрелых НГМП было установлено и прогнозируется во всех углеводородных системах подсолевого разреза - от девона до нижней перми.

В целом анализ фактического материала позволяет прогнозировать распределение залежей УВ разного фазового состава в пределах изученных плитотектонических структур. Принципиально важную роль в распределении фазового состояния УВ флюидов и изменении их свойств играет стадийность геодинамического развития региона. Так, на восточной и южной трансформированных окраинах, а также в поднадвиговых зонах, благодаря увеличению температур и давлений, а также возникновению АВПД,

прогнозируются, в основном, газоконденсатные залежи, а в аллохтонной части разреза – нефтяные и газонефтяные. Кроме того, в автохтонной части продуктивного разреза условия сохранности залежей были более благоприятными.

3.6. Условия формирования углеводородных систем

Геологическая изученность Прикаспийского бассейна позволяет пока наметить лишь предварительную схему формирования залежей нефти и газа и закономерностей их размещения в пределах крупных структурно-тектонических элементов прибортовых зон.

Геодинамическая модель геологического строения и эволюции бассейна позволяет с новых позиций рассмотреть и геолого-геохимические предпосылки формирования углеводородных систем. Как было показано выше, выделенные плито-тектонические структуры (пассивные и континентальные трансформные окраины, рифты, а также орогены столкновения) являются по существу суббассейнами с автономно развивающимися в их пределах процессами онтогенеза нафтидов. Имеющиеся данные показывают, что в пределах отдельных суббассейнов генерационный потенциал одновозрастных НГМП, фазовый состав и состояние нефти в залежах, а также условия их формирования и прогнозные ресурсы существенно различаются. Выделенные суббассейны характеризуются также разнообразием типов структур-ловушек, очагов генерации, их пространственно-временного соотношения с зонами накопления, а также фациальным составом выполняющих их отложений.

Формирование мощного осадочного чехла и его структуры объясняется, главным образом, образованием в среднем палеозое пассивных континентальных окраин, преобразованных в позднем палеозое в орогены столкновения плит. Осадочное накопление в центральной части впадины происходило по мере растяжения Центрально-Прикаспийского межконтинентального рифта.

Исходя из предложенной схемы геодинамической эволюции впадины и формирования в ее пределах нефтегазоносных систем, можно выделить три генетических типа углеводородных систем: пассивных континентальных окраин, трансформных континентальных окраин (ТКО) и орогенов столкновения (ОС) плит (поднадвиговых). К первому типу относятся: Карачаганакская, Уральская, Питерско-Новокузнецкая, Илекская ПО на севере и Астраханская, Северо-Каспийская, Биикжальская, Каратон-Тенгизская, Арманелмесская ПО – на юге; ко второму – Актюбинско-Палласовская, Жаркомысская, Кызылджарская, Темирская, Калмыцкая (ТКО) к третьему – Краснохудско-Смушковская, Актюбонско-Зилаирская и Южно-Эмбенская (ОС). В качестве зоны возможного газонакопления рассматривается также Центрально-Прикаспийская рифтовая зона и особенно ее северная бортовая ступень (рис.35).

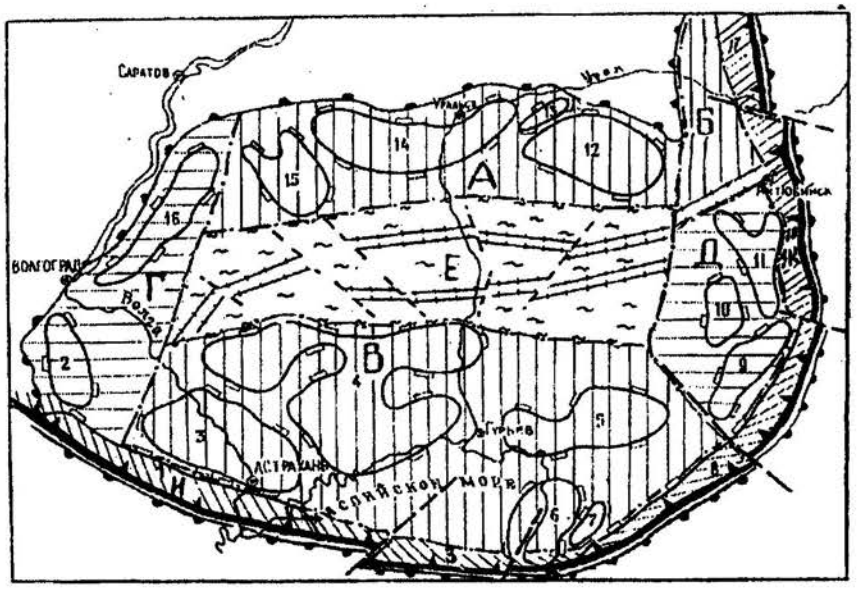


Рис. 35. Схема распределения выделенных суббассейнов и основных зон нефтегазонакопления (по данным В.С.Шеина и автора)

1 - современные границы впадины; 2 – границы суббассейнов различных генетических типов; 3 – пассивных континентальных окраин; 4 – трансформных окраин; 5 – трансформированных столкновением плит окраин; 6 – надрифтовая синеклиза; 7 – границы выявленных и прогнозируемых зон нефтегазонакопления в пределах различных типов суббассейнов; 8 – швы столкновения плит; 9 – швы скольжения плит; 10 – швы рассеянного спрединга.

Основные суббассейны: А – Карачаганакский, Б – Приуральский, В – Гурьевский (Биикжальский), Г – Аралсорский, Д – Кзылджарский, Е – Центрально-Прикаспийский, Ж – Актюбинско-Зилаирский, З – Южно-Эмбенский, И – Каракульский.

Выявленные и прогнозируемые зоны нефтегазонакопления:
1 – Краснохудско-Смушковская, 2 – Калмыцкая, 3 – Астраханская, 4 – Северо-Каспийская, 5 – Биикжальская, 6 – Каратон-Тенгизская, 7 – Арман-Елемесская, 8 – Южно-Эмбенская, 9 – Жаркамысская, 10 – Кзылджарская, 11 – Томирская, 12 – Илекская, 13 – Карачаганакская, 14 – Уральская, 15 – Питерско-Новоузенская, 16 – Ахтубинско-Палласовская, 17 – Зилаирская, 18 – Актюбинская.

В строении этих структурных элементов бассейна устанавливаются существенные различия, выраженные в изменении литофациального состава пород и стратиграфической полноты подсолевого разреза, что обусловлено проявлением глубокого предпермского размыва, в результате которого были эродированы отложения верхнего (Астраханская и Карачаганакская зоны), среднего и частично нижнего (Каратон-Тенгизская зона) карбона. В этих

зонах, вероятно, были разрушены нефтяные палеозалежи, а формирование современных углеводородных систем происходило после накопления региональной соленосной покрышки в посткунгурское время.

К концу кунгурского века после образования региональной соленосной покрышки условия формирования залежей УВ в подсолевом комплексе отложений крупных региональных зон нефтегазонакопления, сложенных карбонатными рифогенными структурами, расположенными на пассивных окраинах в непосредственной близости к очагам генерации УВ, были наиболее благоприятными.

На пассивных окраинах формировались тектоно-седиментационные структуры, в том числе и рифовые, а также ловушки на моноклинальных склонах бортовых зон. В то же время на преобразованных последующим столкновением плит трансформных окраинах (Зилаирской, Актюбинской, Астраханской, Каракульской и др.), помимо отмеченных структур в нижнем автохтонном комплексе, происходило образование сложно построенных высокоамплтудных антиклинальных поднятий, либо карбонатных «платформ». В пределах Центральной рифтовой зоне прогнозируется наличие блоковых грабенообразных структур, образованных в результате процессов дивергенции. Рассмотренные разнообразные типы структур формировались разновременно, при соответствующих геодинамических обстановках, но большая их часть образовалась в результате трансформации пассивных окраин при столкновении микроконтинентальных плит. Эти процессы происходили сначала (в позднем визе), очевидно, на севере и на юге впадины (Карачаганакская и Южно-Эмбенская окраины), а затем (средний карбон – ранняя пермь) – на западе и востоке (Астраханская, Каракульская, Актюбинская окраины).

В пределах Карачаганакской и Биикжальской пассивных континентальных окраин формирование залежей преимущественно жидких УВ происходило, вероятно, в посткунгурское время за счет реализации генерационного потенциала НГМП верхнего девона – среднего карбона. Глинисто-карбонатно-кремнистые отложения среднего карбона, фациально замещающие карбонатные толщи палеошельфов на склоне и подножье ПО, в это время уже находились в термобарических условиях ГЗН и могли реализовать свой генерационный потенциал. В зонах отсутствия регионально выдержанных флюидоупоров происходило разрушение залежей, либо окисление нефтей, что подтверждается наличием зон окисленных нефтей и битумов (например, на Соль-Илецком плато).

В центральной части бассейна в это же время происходила генерация преимущественно газообразных УВ и их миграция в прибортовые, приподнятые структуры, что сопровождалось формированием вторичных газоконденсатных залежей с высоким содержанием конденсата (например, Карачаганакское месторождение). В зонах, изолированных трансформными разломами от подтока УВ из центральных областей бассейна, формировались нефтяные и нефтегазоконденсатные залежи.

Таким образом, для зон нефтегазонакопления, генетически связанных с пассивными палеоконтинентальными окраинами, характерна своеобразная инверсия в динамике развития процессов онтогенеза нафтидов. Аналогичные условия, по-видимому, существовали и на Зилаирской пассивной континентальной окраине до середины карбона, а также на Аралсорской и Кызылджарской трансформных окраинах до середины среднего визе. Возникновение на востоке, юге и западе орогенов столкновения сопровождалось разрушением палеозалежей, либо их частичным захоронением в поднадвиговых зонах (Актюбинской, Зилаирской, Каракульской).

Процессы изостатического выравнивания, наиболее отчетливо проявившиеся в мезозое–кайнозое в тех же структурных элементах, привели, очевидно, к блоковому их расчленению, что способствовало перетоку УВ из подсолевых отложений в надсолевые резервуарные породы, например, в Енбекско-Жаркомысской зоне нефтегазонакопления. При этом вероятно, могло происходить и рассеивание газообразных УВ из подсолевых отложений, что в совокупности с другими геологическими факторами предопределило преимущественную нефтеносность восточного борта Прикаспийской впадины.

Отмеченные особенности геологического строения бассейна и развития процессов нефтегазообразования обусловили закономерности формирования и размещения залежей УВ, различного фазового состояния и состава в подсолевой части разреза осадочного чехла.

Общая схема формирования залежей представляется в следующей последовательности:

1. На ранних стадиях формирования залежей (середина-конец кунгурского века) ловушки заполнялись преимущественно жидкими углеводородами, основным источником которых являлись нефтегазоматеринские породы каменноугольного и нижнепермского возраста.

2. На протяжении поздней перми и раннего мезозоя нефтяные палеозалежи интенсивно заполнялись газообразными углеводородами, поступавшими из нефтегазосборных площадей, где эти НГМТ испытали глубокое погружение и продуцировали преимущественно газообразные углеводороды.

Поступивший в ловушку газ, оттесняя нефть вниз по резервуару, обогащался легкими фракциями нефтей, образуя газоконденсатные системы с нефтяными оторочками. В некоторых случаях (Западно-Тепловское месторождение) нефть вытеснялась вплоть до гидрозамка ловушек и могла оттесниться за ее пределы.

3. В конце мезозоя – начале кайнозоя формирование залежей УВ в подсолевых отложениях в основном завершилось в связи с прекращением подтока углеводородов из нефтегазосборных площадей, а в надсолевых продолжалось за счет собственного генерационного потенциала, либо миграции из нижележащих подсолевых отложений.

Предложенная схема достаточно убедительно объясняет формирование газоконденсатных систем, преобладающих в подсолевом разрезе отложений пассивных континентальных окраин (Астраханская, Карачаганакская и другие). На трансформированных окраинах восточной и западной частей бассейна преимущественная нефтегазоносность отложений карбона и нижней перми объясняется существенным изменением литофациального строения разреза (наличие широких клиноформ, конусов выноса) термобарических условий (низкий геотермический градиент, наличие АВПД), геохимическими особенностями состава ОВ и степени его катененической преобразованноси и, наконец, различными типами локальных структур - ловушек.

Последовательность процессов формирования и преобразования фазового состояния и состава УВ в залежах восточной прибортовой зоны бассейна представляется в следующем виде. Региональная миграция жидких углеводородов в сторону приподнятого Кызылджарского плато из прилегающих нефтегазосборных областей началась в позднем карбоне – ранней перми, еще до накопления соленосной покрышки. В результате предпермского подъема территории и размыва отложений карбона значительная часть газов ранней генерации и какая-то доля жидких углеводородов могли быть рассеяны, особенно интенсивно эти процессы проявились на юго-востоке бассейна.

В начале позднепермского времени после накопления галогенной толщи и прохождения НГМП верхнего карбона и нижней перми ГЗН, фазовое соотношение углеводородов в залежах изменяется. Газонефтяные залежи в каменноугольных резервуарах в это время пополнялись преимущественно жидкими углеводородами.

В ранней юре, после накопления терригенных отложений верхнепермского и триасового возраста, все рассматриваемые залежи продолжали заполняться жидкими углеводородами. По-видимому, исключение составляла структура Жанажол, газонефтяная палеозалежь которого располагалась на 1500 м выше соседней залежи в одновозрастном резервуаре Кенкиякского месторождения. Согласно принципу дифференциального улавливания жидкие углеводороды в этой залежи, вероятно, сначала растворялись, а затем вытеснялись газообразными углеводородами. Нефтематеринские породы каменноугольного и нижнепермского возраста с этого времени на всех структурных элементах

рассматриваемого района продолжали находиться в главной зоне нефтеобразования.

На фоне общего погружения палеозалежей и возрастания пластовых давлений в резервуарах происходило растворение свободных газов в нефти, что повлекло за собой постепенное преобразование первичных газонефтяных залежей в нефтяные. Особенно широкое развитие эти процессы получили в нижнепермском терригенном резервуаре в связи с возникновением здесь в результате процессов надвигообразования аномально высоких пластовых давлений (АВПД). Региональное распространение АВПД в этом комплексе может быть связано также с литологической неоднородностью и резкой фациальной изменчивостью нижнепермских образований, затрудняющих свободный флюидообмен внутри резервуара. Кроме того, проникновение рассолов из вышележащей галогенной толщи сопровождалось засолением порового пространства коллекторов, что создавало дополнительные условия как региональной изолированности резервуара в целом, так и локальной в пределах отдельных пластово-сводовых ловушек, установленных в этой зоне. Отмеченные особенности строения резервуара и развитие в нем АВПД препятствовали латеральной миграции газов поздней генерации из нефтегазосборных площадей.

Возникновение АВПД в нижнепермском резервуаре отражалось и на качестве покрышек. Уплотнение подсолевых глин в условиях АВПД происходит гораздо медленнее, чем в нормальных условиях. Достоверность такого механизма преобразования фазового состава залежей в нижнепермских резервуарах подтверждается высокой газонасыщенностью нефтей. Нефтегазоконденсатная залежь в каменноугольных отложениях на месторождении Жанажол в какой-то мере отражает фазовое соотношение углеводородов в палеозалежах этой зоны.

Региональное развитие АВПД в нижнепермском комплексе пород и его отсутствие в каменноугольном исключают возможность перетока углеводородов из каменноугольных резервуаров в вышележащие отложения. Это подтверждается также существенным различием химического состава нефтей в продуктивных горизонтах карбона и нижней перми.

С другой стороны наличие АВПД в нижнепермском комплексе, по-видимому, способствовало локальной миграции нефти в верхнепермские образования, в периоды активизации инверсионных движений и образования соляных диапиров. В тектонически обособленных зонах под воздействием АВПД происходил прорыв УВ флюидов через слабоуплотненные подсолевые глинистые покрышки в вышележащие резервуарные породы.

О генетическом родстве нефтей нижне- и верхнепермских продуктивных горизонтов в этой зоне свидетельствуют геохимические данные, отражающие сходство состава нефтей этих горизонтов.

Особый интерес представляет теоретическое обоснование модели формирование залежей в надсолевых углеводородных системах.

Нефтегазоносность мезо-кайнозойского разреза установлена практически на всех вскрытых структурных поднятиях в виде нефтегазопроявлений, либо промышленных скоплений. Масштабы нефтегазоносности и размеры залежей, в общем, пропорциональны амплитудам структур второго порядка. Они максимальны в пределах Бузачинского свода и снижаются в Каратон-Прорвинской, Биикжальской и Кызылджарской зонах. Геохимическая информация по составу нефтей показывает, что они существенно отличаются от нефтей подсолевого разреза (4,6). Установленная генетическая связь нефтей и ОВ НГМП юры и нижнего мела предполагает сингенетичность процессов нефтегазогенерации и накопления УВ в пределах одновозрастных отложений. Ряд исследователей не разделяет этот вывод и считает, что формирование залежей в надсолевом комплексе происходило исключительно за счет подтока УВ из подсолевых отложений.

Не повторяя всех мнений и предлагаемых аргументов, содержащихся в опубликованных работах по этой проблеме, остановимся на выводах, которые можно сделать, используя результаты проведенных геолого-геохимических исследований.

1. Процессы нефтегазогенерации в отложениях надсолевого комплекса развивались, в основном, в пределах локальных межкупольных депрессий, образованных в результате процессов изостатического выравнивания и галокинеза, где НГМП вовлекались в термобарические условия ГЗН и этим объясняется ограниченность масштабов их нефтегазоносности. Геохимической предпосылкой выделения и диагностики НГМП является относительно высокое содержание ОВ в породах триаса и юры морских фаций и установленные локальные температурные аномалии в зонах подъема соленосных отложений, способствующих достаточно быстрому катагенезу ОВ при неглубоком залегании НГМП.

2. Плотности эмиграции УВ из надсолевых верхнепермско-нижнемеловых отложений существенно варьируют в зависимости от изменения мощностей НГМП. Нет достаточно надежной информации о площадном распространении НГМП триасового возраста, но есть доказательства миграции нефти из подсолевых отложений в эти породы на некоторых месторождениях.

3. Надсолевой комплекс содержит мощные (до 250 м) коллекторские горизонты с высокими фильтрационно-емкостными свойствами. Зональные и локальные глинистые покрышки распространены по всему разрезу. Крупные ловушки брахиантиклинального типа обычно располагаются над глубоко погруженными (криптодиапировыми) куполами, либо связаны с межкупольными поднятиями в депрессиях между соляными штоками.

4. Формирование залежей нефти и газа в надсолевом комплексе происходило за счет реализации генерационного потенциала одновозрастных НГМП, а также путем вертикального подтока УВ из подсолевых отложений, что хорошо фиксируется геохимическими данными, подтверждающими методом биомаркерного анализа их генетическое родство. Геологической предпосылкой развития этих процессов является наличие АВПД в подстилающих отложениях, наличие зон трещиноватости вдоль соляных штоков, благоприятное сочетание коллекторов и покрышек в разрезе, температурные пластовые условия, высокие градиенты давлений и другие.

5. Зоны нефтегазонакопления в надсолевых отложениях связаны с крупными высокоамплитудными приподнятыми структурами (Бузачинский свод, Эмбенское поднятие и др.), в сторону которых происходила миграция УВ из смежных площадей нефтегазосбора. В палеоплане они не совпадают с подсолевыми продуктивными структурами, за исключением восточной прибортовой зоны (Кенкияк, Каратюбе). В зонах "протыкания" солей условия формирования залежей имеют свою специфику. В начале этого процесса надсолевые терригенные отложения на контактах с соленосными испытывают избыточное давление и поэтому миграция УВ в них затруднена.

Однако после прорыва солей смежные блоки начинают погружаться по обе стороны соляного штока, образуя зоны трещиноватости, которые являются одновременно флюидопроводниками для миграции УВ в перекрывающие отложения, а также в зонах протыкания в самой соленосной толще.

Таким образом, геодинамическая модель формирования залежей нефти, газа и газоконденсатов позволяет по-новому рассмотреть весь комплекс процессов нафтидогенеза, определяющих масштабы нефтегазоносности и фазовое состояние УВ скоплений в пределах выделенных крупных плитотектонических структур (суббассейнов) и на этой основе оценить перспективы их нефтегазоносности.

3.7. Перспективы нефтегазоносности.

Открытие в последние годы ряда крупных газоконденсатных и нефтегазовых месторождений на территории Прикаспийского бассейна доказывает высокую перспективность его нефтегазоносности по всему разрезу осадочного чехла. Проблема освоения этого крупнейшего в Европейской части страны нефтегазодобывающего региона связана не только с техническими трудностями (большая глубина залегания продуктивных горизонтов, наличие сероводорода и АВПД и т.д.), но и со слабой разработанностью теоретических моделей его геологического строения, т.е. научной базы проведения геологоразведочных работ. В связи с этим

использование новых теоретических моделей геологического строения и эволюции Прикаспийской впадины приобретает особый интерес.

Комплексный анализ проведенных геохимических исследований с учетом полученной новой геологической информации позволяет обосновать дифференцированный прогноз перспектив нефтегазоносности отдельных плитотектонических структур (суббассейнов). При этом использовались результаты следующих видов исследований:

1. Оценка количества жидких и газообразных углеводородов, эмигрировавших из разновозрастных нефтегазоматеринских толщ, как в пределах отдельных суббассейнов, так и возможного их подтока из соседних.

2. Построение серии палеотектонических профилей различных пересечений, отражающих поэтапность вступления нефтематеринских пород в ГЗН и выделение наиболее благоприятных для генерации нафтидов геодинамических обстановок. При этом анализировались современные и палеотемпературы (по отражающей способности витринита и элементарному составу РОВ) и по ним были установлены основные временные этапы начала региональной миграции углеводородов в различных суббассейнах.

3. Определение причин и времени возникновения условий, препятствующих региональной миграции углеводородов к зонам нефтегазонакопления. Например, таких, как изменение геодинамических режимов развития бассейна, преобразования пассивных окраин в трансформные и, в связи с этим изменение региональных наклонов, возникновение аномально высоких пластовых давлений и т.д.

4. Оценка суммарного баланса и соотношения жидких и газообразных углеводородов, скопившихся в зонах нефтегазонакопления объемно-генетическим методом с прогнозными ресурсами, рассчитанными методом геологических аналогий (таблица 6).

Подсчет УВ ресурсов выделенных суббассейнов проводился объемно-генетическим методом. Основными подсчетными параметрами метода являются генерационный и эмиграционный потенциал пород или величины удельного и суммарного количества генерированных и эмигрировавших битумоидов и УВ газов. Метод имеет несколько модификаций, отличающихся использованием для подсчетов разных геохимических параметров:

- современных остаточных концентраций ОВ,
- общего содержания ОВ или его фракций
- разных подходов к определению коэффициентов эмиграции и аккумуляции УВ

В данной работе была использована модификация объемно-генетического метода, предложенная в методическом руководстве по количественной и экономической оценке ресурсов нефти, газа и конденсата России (19), предусматривающая расчет плотности генерации жидких УВ (в т./км^2) в каждой точке (скважине или разрезе) по формуле:

$$q_н = C_{орг} * p * h * K_Н * 10^6 / C^г * M_{ОСТ} .$$

где:

$K_Н$ -коэффициент генерации нефти

p - средневзвешенная плотность материнских пород, т/ м^3 ,

$C_{орг}$ – средневзвешенное содержание органического углерода, %

h- общая толщина нефтегазопроизводящих пород, м

$C^г$ -концентрация углерода в остаточном ОВ на данной стадии катагенеза, %

$M_{ост}$ - остаточная масса ОВ, % от исходной массы

10^6- переводной коэффициент для получения соответствующей размерности плотности эмиграции жидких УВ, равной тыс. т./ км^2.

Средневзвешенное содержание $C_{орг}$ рассчитывалось по результатам аналитических определений с учетом общей мощности прослоев разных литологических типов пород и генетической природы ОВ.

Расчет плотностей генерированных УВ газов проводился по формуле:

$$q_г = C_{орг} * p * h * K_г * 10^9 / C^г * M_{ост} .$$

где:

$K^г$ – коэффициент генерации УВ газа, в % от исходной массы ОВ в начале катагенеза

$C_{орг.}$– средневзвешенное содержание органического углерода, %, рассчитанное по аналитическим данным с учетом толщин прослоев разных литологических типов

$C^г$ – средневзвешенное содержание углерода (%) в ОВ на данной градации катагенеза

h – толщина нефтепроизводящих пород

p. – средневзвешенная плотность пород, г/ см^3

$M_{ост}$ – остаточная масса ОВ, % от исходной массы

Единица измерения - м^3 / км^2

Плотность эмиграции нефти и газа из НГМТ определяется как

$$Q^{эм}_{н(г)} = q^{ген}_{н(г)} * K^{эм}_{н(г)}$$

где $K^{эм}_{н(г)}$ -коэффициент эмиграции нефти (или газа) в долях 1.

Величины коэффициентов эмиграции нефти рассчитываются по эмпирическим моделям изменения концентрации и состава ОВ на последовательных этапах катагенеза при погружении НГМТ, методом построения компьютерных моделей погружения по единичному участку распространения НГМТ.

В связи со слабой геохимической изученностью подсолевых отложений Прикаспийской впадины, коэффициенты эмиграции нефти и газа, (в % от ОВ) для каждой из последовательных стадий катагенеза рассчитывались по эмпирическим данным (таблица 5), приведенным в работе (6)

Таблица 5.

Коэффициенты эмиграции жидких и газообразных УВ принятые при расчетах количества ресурсов нефти и газа для Прикаспийской впадины

Стадии катагенеза	$K^{эм}$ гумусовое ОВ	$K^{эм}$ сапропелевое ОВ
	Жидкие углеводороды	
$ПК_2$	0	0- 0,1
$МК_{1-2}$	0,2 – 0,3	1 - 1,2
	0,2 - 0,3	1 - 1,3
$МК_{2-3}$	0,1 - 0,2	2 - 2,1
	0,3 - 0,5	3 - 3,4
$МК_{3-4}$	0,2 – 0,4	2,0
	0,5 - 0,9	5 - 5,4
$МК_{4-5}$	0	--------
	0,5 - 0,9	-----
	Газообразные углеводороды	
$ПК_2$	0,3 - 0,4	0,2 – 0,3
$МК_{1-2}$	1,4 - 1,5 1,7 - 1,9	1,4 - 2,0 1,6 - 2,3

$МК_{3-4}$	1,3 - 1,4 3,0 - 3,3	0,5 – 0,8 2,1 – 3,1
$МК_{4-5}$	1.5- 1,7 4,5 - 6,0	-------

• Пределы значений: в числителе – коэффициентов эмиграции на данном этапе, в знаменателе – суммарной эмиграции от $ПК_2$

Опыт проведенных исследований показывает, что величина $К_{эм}^{н}$ в начале главной зоны генерации нефти (ГЗН) составляет 0,02-0,05, в середине ГЗН -0,32 -0,56, в конце- 0.65-0,85, а глубже ГЗН до 0,9-0,95. Величина коэффициентов эмиграции УВ газа может быть оценена по соотношению в единице объема материнской породы остаточного газа сорбированного минеральной частью породы и количества всего объема УВ газа генерированного НГМТ на определенной стадии катагенеза. Расчеты показывают, что в материнских породах остается не более 1- 10% от общего объема генерированного газа, т.е. величина $К_{эм}^{г}$ всегда не менее 0,9-9,5, чем мы и пользовались при оценке плотностей эмиграции УВ газа.

Прогнозные ресурсы нефти и газа оцениваются обычно с использованием эмпирически определяемых коэффициентов аккумуляции нефти и газа или с учетом миграционных потерь УВ на путях миграции по коллектору к ловушке.

Коэффициенты аккумуляции определяют как отношение количества аккумулированных в месторождениях нефти (газа) к количеству эмигрировавших из НГМТ нефти (газа) в пределах нефтегазосборной площади:

$$К^{ак}_{н(г)} = Q^{ак}_{н(г)} / Q^{эм}_{н(г)}$$

Расчеты коэффициентов аккумуляции по этому методу можно проводить только для некоторых хорошо разведанных (эталонных) участков изучаемого бассейна, в пределах которых выявлены основные промышленные запасы нефти и газа и установлены с определенной точностью количество жидких и газообразных УВ эмигрировавших из НГМП. На менее разведанных участках при подсчете прогнозных ресурсов нефти и газа надо пользоваться эмпирическими коэффициентами аккумуляции, используя аналогии на основе многомерного математического моделирования.

Прогнозные ресурсы нефти и газа рассчитывались по формуле:

$$Q_{ПР} = Q^{ЭМ}_{Н(Г)} * S_{Н(Г)} СБ * К^{АК}_{Н(Г)},$$

где:

$К^{АК}_{Н(Г)}$ СБ – нефтегазосбора, т.е. той части бассейна для которой оцениваются прогнозные ресурсы нефти или газа.

Величины эмпирических, определяемых методом классических геологических аналогий, коэффициентов аккумуляции нефти изменяются в широких пределах от 1-2 до 20 %. Для расчетов прогнозных ресурсов нефти и газа в пределах выделенных суббассейнов мы принимали коэффициент аккумуляции для нефти 1,0 а для газа 9,5, считая что для газообразных УВ потери при миграции минимальны. Полученные таким путем расчетные прогнозные ресурсы нефти и газа для каждого из выделенных суббассейнов и в целом для Прикаспийской впадины приведены в таблице 6.

Исходя из предложенной геодинамической модели бассейна, в его пределах можно выделить ряд плитотектонических структур, рассматриваемых в качестве самостоятельных суббассейнов, в которых процессы онтогенеза нафтидов протекали автономно и разновременно (рис.36).

Выделенные структуры отвечают определенным геодинамическим обстановкам: - рифтам, пассивным и трасформированным континентальным окраинам, поднадвиговым зонам и т.д. В связи с этим представляется целесообразным рассмотреть перспективы нефтегазоносности подсолевых отложений (карбон – нижняя пермь) для каждого из установленных суббассейнов и соответствующих им углеводородным системам отдельно.

А. Северный (Карачаганакский) суббассейн включает четыре крупные зоны нефтегазонакопления: Илекскую, Карачаганакскую, Уральскую и Питерско-Новоузенскую. Суббассейн представлял собой в среднем-позднем палеозое пассивную континентальную окраину, на краю которой формировались высокоамплтудные тектоно-седиментационные рифовые структуры, относительно слабо затронутые процессами деформации и разрывными нарушениями. Выделение зоны нефтегазонакопления различаются размерами, фильтрационно-емкостными свойствами коллекторов, амплитудой поднятия, условиями формирования залежей и другими геолого-геохимическими предпосылками онтогенеза нафтидов и поэтому имеют различные перспективы. Прогнозные ресурсы нефти и газа, рассчитанные методом геологических аналогий и объемно-генетическим, с учетом геодинамической модели эволюции этого суббассейна, значительно различаются.

Проведенный нами комплексный анализ плитотектонического развития этой территории и условий генерации и эмиграции УВ из НГМП карбона и нижней перми, а также соотношение зон накопления и очагов генерации

показывают, что ресурсы УВ в этом суббассейне по сравнению с данными, полученными метотом геологических аналогий занижены примерно в полтора раза (см. таблицу 6), хотя соотношения нефть/газ близки к

Таблица 6

Сравнительная оценка прогнозных ресурсов УВ подсолевых отложений Прикаспийской впадины

Суббасейны и зоны нефтегазонакопления	Площадь, тыс.км^2	Нефть, млрд.т.	Газ, трлн. м^3	Газ нефть	Удельная плотность тыс.т/км^2
I. СЕВЕРНЫЙ	67,2	4,9/8,6	6,8/12,4	1,4/1,4	174*/312**
1. Илекская	1,2	0,5/0,3	2,2/0,5	4,4/1,6	
2. Карачаганакская	9,6	0,4/2,8	1,1/3,9	2,7/1,4	
3. Уральская	13,2	3,7/3,8	3,3/5,4	0,8/1,4	
4. Питерско–Новоузенская	6,0	0,3/1,7	0,2/2,6	0,6/1,5	
II. ЮЖНЫЙ	144,0	10,5/11,9	8,3/12,1	0,8/1,0	130/166
1. Астраханская	14,4	2,3/3,7	4,4/4,5	1,9/1,2	
2. Северокаспийская	28,0	2,4/3,4	1,4/4,1	0,6/1,2	
3. Биикжальская	10,8	1,2/1,8	0,7/2,4	0,6/1,3	
4. Каратон-Тенгизская	6,0	2,5/2,6	1,1/0,7	0,4/0,2	
5. Арман-Елемесская	1,2	2,1/0,4	0,7/0,4	0,3/1,0	
III. ЗАПАДНЫЙ	45,0	2,2/5,1	1,8/2,5	0,8/0,5	88/168
1. Калмыцкая	4,8	0,8/1,2	0,9/0,8	1,1/0,6	
2. Ахтубинско-Палассовская	8,2	1,4/3,9	0,9/1,7	0,6/0,4	
IV. ВОСТОЧНЫЙ	31,0	6,3/5,1	3,3/5,4	0,5/1,0	319/338
1. Жаркомысская	3,2	2,7/2,0	1,5/2,3	0,5/1,1	
2. Кызылджарская	2,8	1,5/1,0	0,6/2,0	0,4/2,0	
3. Темирская	5,6	2,1/2,1	1,2/1,1	0,5/0,5	
V. АКТЮБИНСКО-ЗИЛАИРСКИЙ	6,4	0,6/0,7	0,6/0,9	1,0/1,2	187/250
VI. ЮЖНО-ЭМБЕНСКИЙ	4,8	0,6/1,5	0,6/1,3	1,0/0,8	250/583
VII. КАРАКУЛЬСКИЙ	5,4	0,2/0,4	0,4/0,7	2,0/1,7	111/203
ВСЕГО ПО ВЫДЕЛЕННЫМ СУББАСЕЙНАМ		25,/33,3	21,8/35,3	0,86/1,0	

* по методу геологических аналогий

** по объемно-генетическому методу

расчетным. Соответственно различается и удельная плотность потенциальных ресурсов УВ (313 тыс. т/ км^2 против 432 тыс.т /км^2).

Полученные данные позволяют полагать, что в пределах этой территории в подсолевом разрезе можно ожидать открытия новых, в основном, газоконденсатных и газовых залежей на глубинах до 7-8 км. Поисковые работы должны быть нацелены на выявление барьерных и

одиночных рифовых массивов, наиболее перспективных для открытия крупных по запасам залежей.

Б. Предуральский суббассейн. По этой территории имеющаяся геолого-геохимическая информация крайне ограничена. Расчеты количества эмигрировавших жидких и газообразных УВ из НГМТ карбона и нижней перми, учитывая их значительную мощность, показывают, что здесь прогнозные ресурсы УВ составляют порядка 3,1 млрд.т , при соотношении газ/нефть, равном 1:1,2. Эта оценка близка к величине расчитанной по методу геологических аналогий (3,2 млрд.т), хотя удельная их плотность по площади данного суббассейна, по нашим данным, несколько выше (182 тыс. т/км^2 против 118 тыс.т/км^2). Возможность открытия новых залежей нефти и газа на этой территории определяется наличием благоприятных для аккумуляции УВ структур-ловушек и наличием глинистых флюидоупоров. В связи с тем, что Предуральский суббассейн расположен на стыке двух различных по строению плитотектонических элементов (пассивной окраины и зоны столкновения плит), здесь можно ожидать структуры, как растяжения, так и сжатия, включая поднадвиговые.

В. Южный (Гурьевский) суббассейн включает несколько крупных зон нефтегазонакопления – Астраханскую, Северокаспийскую, Биикжальскую, Каратон-Тенгизскую и Арман-Елемесскую. Геодинамическое развитие этой территории, как пассивной окраины Гурьевского микроконтинента, продолжалось в течение всего среднего и верхнего палеозоя (средний девон - нижняя пермь).

Хотя каждая из выделенных зон нефтегазонакопления имеет свою специфику строения и эволюции, условия онтогенеза нафтидов были в них аналогичными. Это, в частности, выражается в равномерности распределения в них ресурсов УВ и их фазового состава и состояния. Расчеты, проведенные двумя различными методами, показывают достаточно хорошую сходимость по жидким УВ (нефть + конденсат) и несколько заниженную (по геологическим данным) по газообразным (попутный + свободный газ).

По геохимическим данным представляется заниженной и общая оценка УВ ресурсов в Биикжальской зоне и завышенной – в Каратон-Тенгизской и Арман-Елемесской (таблица 6). Удельная плотность ресурсов УВ, рассчитанная на единицу площади, различается незначительно (460 против 520 тыс.т/км^2).

В целом по суббассейну геохимические данные свидетельствуют о преобладании газовых и газоконденсатных залежей в Астраханской, Северокаспийской зонах и нефтяных, либо газоконденсатных с нефтяными оторочками – в Биикжальской, Каратон-Тенгизской и Арман-Елемесской зонах нефтегазонакопления. В пределах раасматриваемого суббассейна определяющим фактором такой фазовой зональности углеводородов в залежах, является пространственно-временное их соотношение очагами генерации, где НГМП продуцировали после накопления соленосного

флюидоупора преимущественно жидкие УВ. В целом по этому суббассейну, включая акваториальную ее часть по южной его границе прогнозные ресурсы составляют около 27,0 млрд. тон в нефтяном эквиваленте (НЭ). Данные, полученные методом геологических аналогий (19,2 млрд. т в НЭ) являются явно заниженными

Г. Западный (Аралсорский) суббассейн включает две структурные зоны нефтегазонакопления: Калмыцкую и Ахтубинско-Палассовскую. Проведенные расчеты прогнозных ресурсов УВ двумя различными методами для данной территории практически совпадают (нефть 2,2 млрд.т против 2,3 млрд.т и газ 1,8 против 2,0 трлн.м^3, удельная плотность, соответственно 106 тыс. т/ км^2 и 110 тыс.т/км^2).

Не установлено различий также и по фазовому состоянию прогнозируемых залежей с равным соотношением жидких и газообразных УВ. По геохимическим данным оценка ресурсов нефти и газа Ахтубинско-Палассовской зоне должна быть несколько выше, т.к. надо учесть возможность поступления дополнительного количества УВ, особенно газообразных, из прилегающих районов Центральной депрессии. В целом суббассейн изучен слабо и поэтому проведенная оценка перспектив его нефтегазоносности, также как и расчетные ресурсы, являются в определенной мере условными.

Д. Восточный (Кызылджарский) суббассейн включает три неравноценных по перспективам нефтегазоносности зоны нефтегазонакопления: - Жаркомысскую, Кызылджарскую и Темирскую. С геодинамических позиций эта территория в палеозое развивалась сначала (девон – карбон) как пассивная континентальная окраина, а затем на границе ранней и поздней перми преобразовалась в трансформную, с характерными для нее типами ловушек, блоковым строением структур, осложненных разрывными нарушениями, шарьяжами и надвигами. Очевидно, эти особенности геодинамической эволюции суббассейна не учитывались при оценке прогнозных ресурсов нефти и газа методом геологических аналогий , что привело, по имеющимся у нас расчетным данным, к завышению общих прогнозных ресурсов УВ в этом суббассейне. По Жаркомысской и Темирской зонам нефтегазонакопления оценка завышена, а по Кзызджарской занижена примерно в три раза. В то же время расчеты по соотношению прогнозируемых жидких и газообразных УВ по суббассейну в целом совпадают (содержание нефти в два раза больше, чем газа). В связи с неравномерным распределением ресурсов нефти и газа по отдельным зонам нефтегазонакопления различаются и удельные плотности ресурсов УВ по площади рассматриваемого суббассейна (285 тыс.т/км^2 по геологическим данным и 190 тыс.т/км^2 по геохимическим).

Е. Центрально-Прикаспийский суббассейн с геодинамических позиций представляет собой внутриконтинентальную рифтовую структуру, образованную в результате дивергенции плит, над которой в течение всего позднего палеозоя формировалась крупнейшая на платформе надрифтовая синеклиза.

Фактических геолого-геохимических данных по отложениям, выполняющих эту структуру, нет. Геофизические данные предполагают, что она выполнена осадочными отложениями и погружена на глубину до 20 км. В его пределах прогнозируются структуры в виде крупных инверсионных валов, отвечающим осям рассеянного спрединга, а также одиночные рифы и небольшие по размерам выступы моноклинальных блоков, которые могут рассматриваться в качестве возможных зон газонакопления.

Прогнозная оценка этой территории методом геологических аналогий не проводилась. По геохимическим данным, с учетом глубокого погружения НГМП девона, карбона и перми, установленных на прилегающих к нему территориях и при допущении сохранности их генерационных свойств, возможно условно оценить потенциальные ресурсы газа в 9,0 трлн.м^3 и конденсата порядка 2,0 млрд.тон при удельной плотности УВ по ее территории до 140 тыс.т/км^2.

Ж. Актюбинско-Зилаирский суббассейн охватывает территорию восточной части Прикаспийского бассейна и представляет собой зону сочленения Уральского орогена и Восточно-Европейской плиты. Установленная здесь зона надвигов предполагает возможность формирования залежей нефти и газа, как в аллохтонной, так и в автохтонной части разреза девон-каменноугольных отложений.

Прогнозная оценка ресурсов УВ по геологическим данным составляет порядка 600 млн.т нефти и 600 млрд.м^3 газа, т.е. при равном соотношении жидких и газообразных УВ. Удельная расчетная плотность ресурсов составляет 118 тыс.т/км^2.

По геохимическим данным эта оценка явно занижена в отношении ресурсов нефти (2,5 млрд. т) и немного завышена по газообразным (400 млрд. м^3). Объясняется это, очевидно, тем, что при геохимических исследованиях была учтена возможность генерации жидких УВ и их сохранность в поднадвиговой части разреза. Геолого-геохимические предпосылки формирования крупных высокопродуктивных очагов генерации УВ в этом суббассейне имеются (погруженность НГМТ девона и карбона на глубины до 4-5 км, наличие нетрадиционных структур-ловушек, высокие градиенты давлений, при относительно умеренных температурах и т.д.). Кроме того, следует учесть наличие здесь клиноформ, возможность дренажа и потерь УВ, особенно газообразных, в аллохтонной части разреза. В связи с этим, для поднадвиговой части можно предполагать более высокую удельную плотность ресурсов УВ (210 тыс.т/км^2). В этом случае соотношение жидких и газообразных УВ смещается в сторону превалирующего участия при формировании залежей жидких компонентов.

Е. Южно-Эмбенский суббассейн был образован в результате столкновения Гурьевского и Устюртского микроконтинентов. По строению он близок к рассмотренному выше Актюбонско-Зилаирскому, однако здесь поднадвиговая часть разреза, очевидно, погружена глубже. По геологическим данным оценка прогнозных ресурсов и соотношение нефть/газ также

достаточно близки. Удельная плотность ресурсов составляет порядка 110 тыс.т/км^2.

По геохимическим данным была учтена также вероятность генерации и эмиграции, газообразных УВ из поднадвиговой части разреза и поэтому газовая составляющая оценки ресурсов оказалась доминирующей (1,3 трлн.м^3). Соответственно возросла и удельная плотность ресурсов УВ до 170 тыс.т/км^2 (таблица 6).

И. Каракульский суббассейн представляет собой сложно построенную структуру надвигового типа в зоне сочленения Кряжа Карпинского и Прикаспийской впадины.

Проведенная по геологическим данным оценка прогнозных ресурсов УВ этой территории представляется несколько заниженной (нефть 250 млн. т, газ 360 млрд. м^2), удельная плотность 39 тыс.т /км^2.

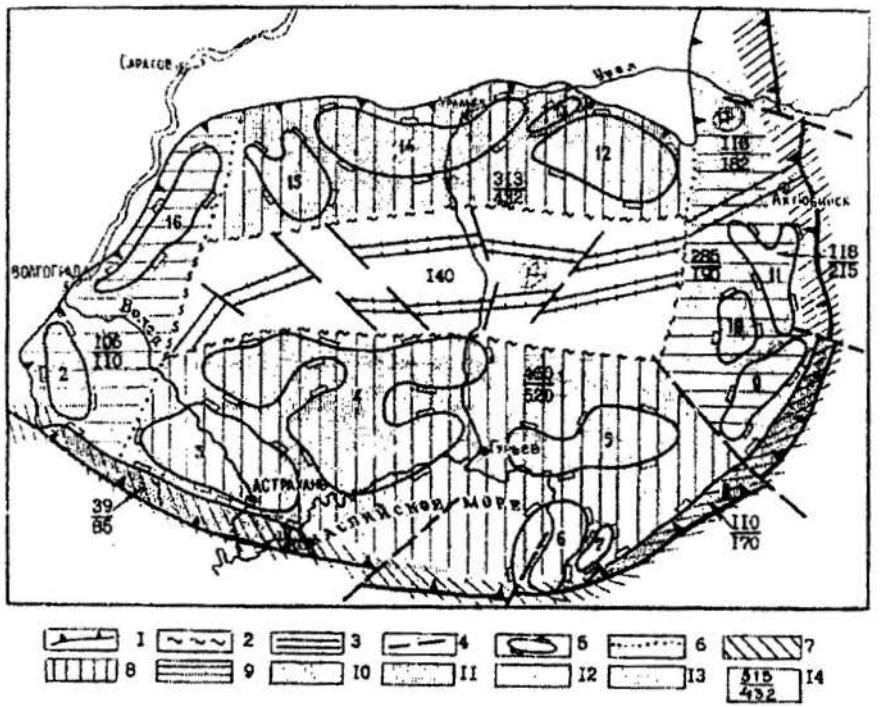


Рис. 36. Схематическая карта перспектив нефтегазоносности и распределения удельных плотностей запасов в Прикаспийской впадине

Условные обозначения

1 – современные границы бассейна; 2 – границы Центрально-Пикаспийского рифта; 3 – зоны рассеянного спрединга; 4 – границы суббассейнов; 5 – границы зон нефтегазонакопления; 6 – границы плитотектонических элементов; 7 – трансформированные (поднадвиговые) окраины; 8 – пассивные окраины; 9 – трансформные окраины; 10 – высокоперспективные территории с прогнозными ресурсами 10 млрд.т условных УВ; 11 – перспективные (5-10 млрд.т усл. УВ); 12 – менее перспективные (1-5 млрд.т усл. УВ); 13 – возможно перспективные;

14 – $\frac{\text{313 - уд. плотность запасов в тыс.т/км (статическая модель)}}{\text{432 - уд. плотность запасов в тыс.т/км (геодинамическая модель}}$

По геохимическим данным перспективы нефтегазоносности рассматриваемого суббассейна зависят от двух определяющих факторов: - (1) отсутствием соленосной покрышки в аллохтонной части разреза и (2) глубокой погруженностью НГМП в автохтонной ее части. В последней возможность формирования залежей определяется наличием карбонатных резервуаров в отложениях карбона и экранирующей ролью поверхности надвига, что уже доказано открытием залежей газа в Смушковской зоне. В связи с этим в этой зоне прогнозируются ресурсы газа порядка 900 млрд.м^3 ,

что почти в три раза больше, чем по расчетам методом геологических аналогий. Поверхность надвига здесь расположена на относительно небольшой глубине (до 4 км) и поэтому, с учетом умеренных пластовых термобарических условий, можно прогнозировать здесь и возможность обнаружения жидких УВ в автохтонном разрезе до глубины 5-6 км. Расчеты показывают, что потенциальные ресурсы нефти могут быть оценены в поднадвиговой части до 400 млн.т. Соответственно возрастает и удельная плотность ресурсов (до 85 тыс.т/км^2), при соотношении газ/нефть 1:1,3.

В целом по бассейну полученные величины суммарных прогнозных ресурсов УВ, рассчитанных разными методами, вполне сопоставимы по нефти (26,7 млрд.тон против 29,9 млрд.т), но различаются почти в два раза по газу (23,5 трлн.м^3 против 45,5 трлн.м^3), в основном, за счет ресурсов Центрально-Прикаспийского суббассейна и газа поднадвиговых зон, которые практически не учитывались при подсчетах методом геологических аналогий.

Таким образом, перспективы нефтегазоносности Прикаспийского бассейна далеко не исчерпаны, и его освоение должно базироваться на новой теоретической основе. Основные направления геологоразведочных работ должны быть связаны с поисками крупных барьерных и одиночных рифов в Северном (Карачаганаком) и Южном (Гурьевском) суббассейнах, а также поднадвиговых структур в Восточном (Актюбинско-Зилаирском и Каракульском) суббассейнах.

Наиболее перспективными являются автохтонные подсолевые толщи девона – нижней перми углеводородных систем , расположенных в пределах пассивных континентальных окраин. Залежи нефти и газа здесь прогнозируются в ловушках тектоно-седиментационного и антиклинального типов. Они формируются, в основном, на инверсионных рифтовых поднятиях и валах на ранних стадиях развития пассивных окраин. Причем, инверсионные рифтовые валы и поднятия могли служить основой для зарождения и роста барьерных и одиночных рифов (средний карбон – нижняя пермь). Поиск залежей нефти и газа в ловушках указанного типа и возраста является главным направлением поисково - разведочных работ. Важным направлением поисков залежей УВ в подсолевых отложениях является автохтонная часть палеозоя, в зонах нефтегазонакопления трансформных континентальных палеоокраин, а также в автохтонных и аллохтонных разрезах среднего-верхнего палеозоя в пределах пассивных континентальных окраин, преобразованных в зоны надвигов.

В зонах нефтегазонакопления трансформированных континентальных палеоокраин, испытавших на завершающей стадии геодинамической эволюции интенсивное влияние процессов изостатического выравнивания, прогнозируется распространение преимущественно нефтяных залежей. В пределах древних пассивных континентальных окраин, расположенных в южной и северной бортовых частях бассейна, предполагается распространение преимущественно нефтегазовых и газоконденсатных залежей.

ГЛАВА IV.

ВОСТОЧНО-СИБИРСКИЙ НЕФТЕГАЗОНОСНЫЙ БАССЕЙН

Глава написана с использованием материалов Института геологии нефти и газа СО РАН, СНИИГИМС,а, Института нефти и газа РАН, ВНИГРИ, ВНИГНИ и ряда производственных геологических организаций Восточной Сибири, и конкретно А.Э.Конторовича, Т.К.Баженовой, С.Ф.Бахтурова, А.Н.Дмитриевского, Л.М.Миллера, К.А.Клещева, И.Д. Тимошиной, В.С.Шеина и др., приведенных в списке литературы.

В течение всей длительной и сложной истории геодинамического развития Сибирской платформы появлялись и преобразовывались различные типы плитотектонических структур: рифты, надрифтовые прогибы, пассивные континентальные палеоокраины, орогены столкновения плит, предорогенные прогибы, что привело к формированию различных по геологическому строению нефтегазоносных бассейнов и суббассейнов (рис.37).

В раннем рифее внутри Сибирского палеоконтинента существовали континентальные рифты, а по его периферии пассивные окраины. В среднем позднем рифее окраинные части Сибирского континента за пределами пассивных окраин располагались микроконтиненты. В начале венда началась деформация Сибирского континента, пассивные континентальные окраины были деформированы. а вся южная ее часть была превращена в ороген столкновения.

В раннем-среднем кембрии начатое в венде прогибание Тунгусской надрифтовой депрессии продолжалось наиболее интенсивно. В позднем кембрии и ордовике бала вовлечена в погружение и вся юго-западная часть континента, в то время как юго-восточная окраина континента трансформировалась в ороген.

В позднем палеозое-триасе Сибирский палеоконтинент был окружен структурами орогенов столкновения, за исключением восточной его части, которая позже также была превращена в ороген. Начиная с мелового времени, Сибирский палеоконтинент по всему периметру был опоясан

разновозрастными надвигами в результате перемещения орогенов на платформу. Ширина зоны покровных перекрытий составляет 60-80 км.

В пределах таких зон повсеместно фиксируются крупно амплитудные взбросы и шарьяжи, которые образуют достаточно протяженные субпараллельные пластины, перемещенные со стороны орогена на платформу. Горизонтальная амплитуда отдельных надвигов колеблется от сотен метров до нескольких десятков километров. Вертикальная составляющая перемещения достигает сотен километров. Количество надвинутых пластин по разрезу ряда структур составляет три, четыре и более повторения.

Для фундамента Сибирской платформы характерно преобладание пород архейского комплекса, частично переработанного в раннем протеразое, что выделяет ее по сравнению с другими платформами мира как наиболее древнюю область эпиархейской консолидации.

По поверхности фундамента геофизическими методами фиксируются с той или иной степенью достоверности надвиги, рифты и надрифтовые синеклизы, многие из которых приурочены к тектоническим зонам сочленения разновозрастных блоков. В осадочном комплексе платформы находят отражения большинство крупных структурных элементов, выраженных по поверхности фундамента .

По стратиграфическому объему перспективных в нефтегазоносном отношении осадочных толщ Сибирская платформа отчетливо разделяется на ряд нефтегазоносных бассейнов: Енисей - Анабарский на севере и Лено-Вилюйский на востоке, в которых перспективы нефтегазоносности связаны с мощными юрско-меловыми и пермо-триасовыми отложениями. Остальная большая часть территории платформы представляет собой Лено-Тунгусский бассейн, основные перспективы нефтегазоносности которого связаны с рифейскими и венд-нижнепалеозойскими отложениями.

4. ЛЕНО-ТУНГУССКИЙ НЕФТЕГАЗОНОСНЫЙ БАССЕЙН

4.1 Краткий очерк геологического строения и развития.

Вулканогенно-осадочный чехол Лено-Тунгусского бассейна формировался в течение верхнепротерозойского и фанерозойского времени. В основании разреза залегают рифейские отложения, которые обнажаются на периферии бассейна, в зонах сочленения Сибирской платформы с орогенными структурами Енисейского кряжа (рис.37).

Нижнерифейские отложения представлены преимущественно континентальными терригенными породами, а средне-верхнерифейские

отложения, в основном, карбонатными, реже терригенными породами морского и прибрежно-морского генезиса. Судя по геофизическим данным,

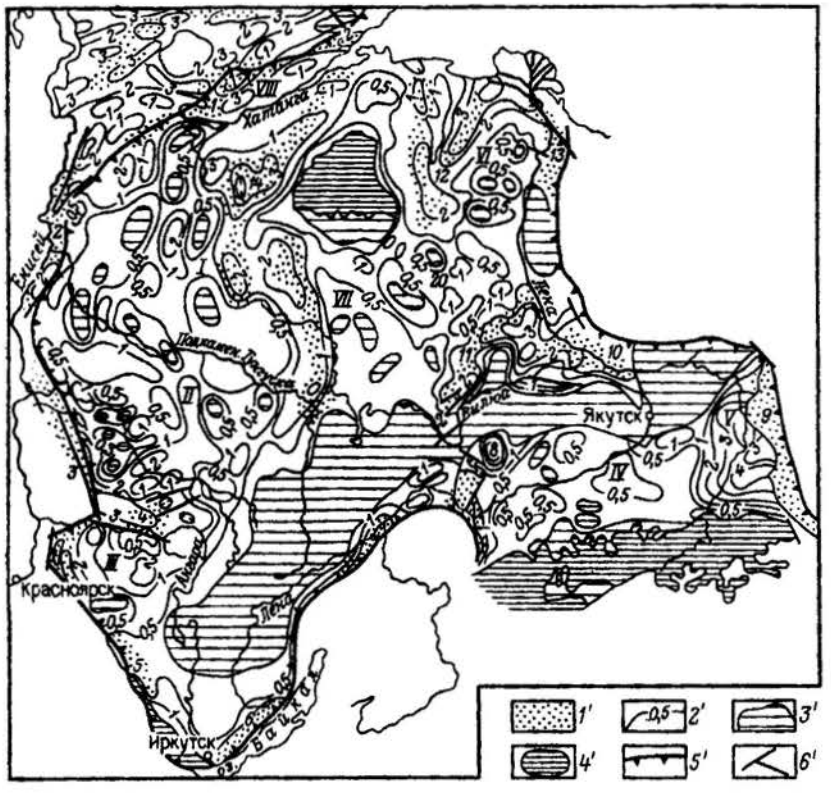


Рис. 37. Схема строения рифейских осадочных бассейнов Сибирской платформы (по М.П.Гришину, В.И.Лотышеву, В.С.Суркову).

1' – прибортовые и грабенообразные (авлакогены) прогибы; *2'* – изопахиты, км; *3'* – участки отсутствия рифейских отложений; *4'* – комплексы фундамента на поверхности; *5'* – краевые швы платформы; *6'* – разломы.

Рифейские осадочные бассейны: прибортовых и грабенообразных прогибов: 1 – Пясинский, 2 – Приенисейский, 3 – Предъенисейский, 4 – Иркинеевский, 5 – Предсаянский, 6 – Предбайкальский, 7 – Предпатомский, 8 – Кемпендяйский, 9 – Юдомо-Майский, 10 – Усть-Алданский, 11 – Вилюйский, 12 – Уджинский, 13 – Предверхоянский, 14 – Котуйский; катаплатформенных впадин и депрессий: I – Северо-Тунгусский, II – Южно-Тунгусский, III – Чуно-Бирюсинский, IV – Якутско-Олекминский, V – Алмин-Майский, VI – Оленекский, VII – Южно-Анабарский, VIII – Енисейско-Хатангский

нижнерифейские отложения локализованы в узких грабенообразных структурах авлакогеннового типа и в перикратонных впадинах. Их мощность

составляет более 2000 м. Средне- и верхнерифейские отложения распространены более широко, но отсутствуют в сводовых частях Анабарской, Алданской и Непско-Ботуобинской антеклиз. Внутренняя структура рифейского комплекса на большей территории бассейна изучена крайне слабо. В восточной части бассейна углы падения рифейских отложений обычно совпадают с углами падения вышележащих образований венда и нижнего кембрия. Нужно отметить структурную самостоятельность рифейских отложений, отделеных региональным стратиграфическим несогласием как от вышележащих пород венда и фанерозоя, так и повсеместно от пород фундамента.

Начиная с венда, а в некоторых районах с позднего рифея вся территория Сибирской платформы вовлекается в региональное пригибание. В осадочном чехле платформы четко выделяются два крупных стратиграфических яруса: венд-нижнепалеозойский и верхнепалеозоско-кайнозойский, разделенных наиболее хорошо прослеживаемых по сейсмическим данным стратиграфическим и угловым несогласиями. В пределах выделенных ярусов наблюдается ряд более локальных поверхностей несогласного залегания разновозрастных отложений, возникших при перестройках структурного плана Сибирской платформы в процессе его геодинамического развития.

Наиболее значительные из них фиксируются на границе кембрия и ордовика, между нижним и средним карбоном, а также между пермскими и триасовыми отложениями. Поверхность рифейских отложений сильно эродирована. Их мощность составляет порядка 1км, увеличиваясь в отдельных впадинах перикратонного прогибания до 2 - 7 км.

В вендско-нижнепалеозойском структурном комплексе вендскские отложения представлены красноцветными, преимущественно терригенными, реже терригенно-карбонатными породами. Мощность отложений венда на большей части территории бассейна составляет 200-500 м, увеличиваясь в юго-западном направлении до 1000 и более метров.

В связи с тем, что граница между вендскими и кембрийскими отложениями прослеживается очень условно, большинство исследователей выделяет в разрезе единый вендско-нижнекембрийский комплекс. Отложения этого комплекса распространены довольно широко на территории бассейна и представлены преимущественно мелководно-морскими сероцветными карбонатными, реже карбонатно-терригенными породами. Разрез включает также сульфатно-соленосную формацию, развитую узкой полосой вдоль юго-западного и западного обрамления бассейна. Общая мощность венд-нижнекембрийских отложений достигает 900-1200 м.

В зоне фациального перехода галогенно-карбонатных отложений к битуминозным толщам (куонамская, иниканская свиты) пород некомпенсированного прогибания установлено развитие органогенно-рифовых построек. Рифовый комплекс представлен водорослевыми

породами и фациями зарифовых отмелей, сложенных глинистыми и обломочными биогермными образованиями. Ширина полос рифовых массивов достигает 25 км, мощность 200-300м. Зона зарифовых отложений образует полосу шириной до 75-150 км.

Разрез средне и верхнекембрийских отложений сложен пестроцветными карбонатными породами, мощностью от 250 до 800 м. Поверхность верхнекембрийских отложений размыта и на ней несогласно залегают отложения ордовика.

Ордовик-силурийские отложения распространены практически повсеместно на территории бассейна, за исключением сводовых частей Анабарского и Алданского антеклиз. Они представлены, в основном, терригенно-карбонатными породами небольшой (300-400 м) мощности.

Девон-триассовый структурно-формационный комплекс отложений начинается преимущественно красноцветными породами девона-нижнего карбона. В северо-западной части суббасейна развиты терригенно-карбонатные отложения с прослоями сульфатов и каменной соли, содержащих прослои туфогенного материала мощностью от 2,5 до 240 м.

Средне и верхнекаменноугольные отложения представлены угленосной субконтинентальной терригенной формацией мощностью от 400 до 1000-1500 м

Пермские отложения представлены преимущественно терригенными породами, содержащие в западной части суббассейна прослои каменного угля промышленного значения.

Триасовые отложения также широко распространены на территории бассейна и представлены преимущественно вулканогенно-осадочными породами, образовавшимися в результате процессов траппового вулканизма. Мощность этой формации в центральной части составляет 600-1500 м, , а в осевой части (Тунгусская синеклиза) до 3500 м.

Юрские и меловые, в основном, угленосные отложения на территории суббасейна развиты только в пределах впадин. Их мощность не превышает 350 м.

В строении осадочно-вулканогенного чехла Лено-Тунгусского бассейна особое место занимают пластовые и секущие интрузии траппов, представляющие собой особую форму дизъюнктивов в осадочном чехле платформы. Интрузивная трапповая формация приурочена к этапам геодинамических перестроек и играет существенную роль в строении чехла и нефтегазоносности вмещающих толщ. Это привело, прежде всего, к увеличению контрастности структур, локальным изменениям геотермического поля, образованию новых путей миграции флюидов и переформированию залежей углеводородов.

4.2. Углеводородные системы

В Лено-Тунгусском бассейне установлено порядка 30 нефтегазовых месторождений. Промышленная нефтегазоносность приурочена к верхнерифейско - вендским и подсолевым нижнекембрийским карбонатным и терригенным отложениям.

А. Рифей - нижневендская система

В пределах осадочной толщи этой системы открыты залежи УВ на ряде месторождений Непского свода и на северо-восточной периклинали этой структуры. Благоприятные условия для проявления процессов нафтидогенеза существовали здесь в отложениях рифея, венда, нижнего палеозоя, а в северо-западной его части и верхнего палеозоя. Негативными факторами для развития процессов нефтегазообразования являются трапповый вулканизм, повсеместное распространение вечной мерзлоты и активное проявление процессов новейшей тектоники, способствующей переформированию залежей или их разрушению. Подтверждением этому служит широкое распространение на территории бассейна окисленных битумов и нефтей.

Осадный разрез содержит четыре основных продуктивных нефтегазоносных комплексов: рифейский карбонатный, вендский терригенный, вендско-кембрийский карбонатный. Стратиграфический объем, литологический состав и мощности всех перечисленных комплексов, особенно вендского значительно варьируют в пределах различных структурных элементов бассейна.

В рифейских базальных песчаниках на северо-западе Алданской антеклизы была установлена залежь газа. В последние несколько лет благодаря расширению территории проведения поисковых работ залежи УВ были установлены также на Байкитском палеоподнятии. Источником УВ скоплений по мнению ряда авторов могут служить протерозойских НГМП, содержащие сине-зеленые водоросли и бактерии, образовавшиеся еще в архее и получившие широкое распространение в позднем рифее и венде (14).

Рифейские НГМП образованы мощными чередующимися пачками карбонатных, терригенных и терригенно-карбонатных пород. Принято считать, что в рифейских отложениях присутствует органическое вещество исключительно сапропелевого типа, так как существование наземной растительности в рифее было невозможным.

По данным И.Д.Тимошиной в южной части Сибирской платформы на ее пассивных окраинах в рифейское время существовало два очага

нефтегазообразования – Енисей-Байкитский и Байкало-Патомский, в пределах которых накапливались наиболее древние богатые аквагенным органическим веществом осадки (29). Основные геолого-геохимические характеристики рифейских нефтегазоматеринских пород этих очагов приведены в таблице 7.

Таблица 7.

Основные нафтидогенерирующие рифейские формации
Лено-Тунгусского бассейна
(по данным И.Д.Тимошиной, 2002)

Очаг	Формация	$C_{орг}$ %	ГФН	ГФГ	Мощность очага,км
Байкитская антеклиза	Мадринская	0,2-2,1	R_{2-3}		11,0-11,5
	Ирэмэкенская	3,5-13,6	Cm-O		
Енисейский Кряж	Шунгарская	0,2-15,0			
	Токминская	0,1-16.5	R_{2-3}	R_{2-3}	
	Сухохребетин.	0,6-10,4		P-T	
Патомский нагорье	Хайвергинская	0,5-3,9			
	Бугарихтинская	0,1-12,9	R_3	Cm_3 -O	8,5- 4,0
	Джемкуканская	0,6-3,3			
	Валюхтинская	0,1-4,2	V-Cm_3		

Средневзвешенное содержание органического углерода в НГМП рифея колеблется в широких пределах от 0,1 до 15 %, в среднем составляя 2,5 % . Рифейские отложения на большей территории Лено-Тунгусского бассейна испытали сильное влияние катагенеза, вплоть до градации апокатагенеза.

Органическое вещество рифейских НГМП в пределах крупных положительных структур, антеклиз и региональных поднятий находится на относительно низком уровне катагенеза ($МК_2$ – $МК_3$), а в границах

разделяющих их отдельных синеклиз степень катагенеза ОВ достигает градаций $МК_4$ – АК.

Следует отметить, что геотермический режим недр Ленно-Тунгусского бассейна к настоящему времени изучен крайне слабо, что связано с малой разбуренностью территории. Относительно неплохо тепловое поле изучено для южной части бассейна (Иркутский амфитеатеатр), а на остальной территории геотермические наблюдения проводились в ряде единичных глубоких скважин., Несмотря на это, уже сейчас можно утверждать, что тепловое поле бассейна было относительно невысоким, что в целом характерно для древних платформ. Средние значения геотермических градиентов обычно не превышают 1,2-1,3 °С/ 100 м в карбонатных породах и 1,3-1,8 °С/100м в терригенных (14). С учетом приведенных градиентов температуры в допалеозойских и палеозойских отложениях можно определить значения палеотемператур. На глубине порядка 2000м палеотемпература составляла около 25-30 ° С (в Иркутском амфитеатре и в Туруханском районе), на глубине 4000 м соответственно 50-60 °С , а на глубине 5000 м порядка 70- 120 °С.

Экстраполируя эти данные на геологическую и геодинамическую составляющую развития рассматриваемого бассейна можно предположить, что основные очаги генерации и эмиграции УВ располагались на месте современных Суханской и Алдано-Майской впадин, где плотность эмиграции жидких УВ составляет 500-5000 т/км^2 , а газообразных 100-5000 млрд. м^3 /км^2 .

Нефтегазоматеринские отложения нижнего венда распространены значительно шире рифейских. Они накапливались преимущественно в морских условиях и содержат ОВ сапропелевого типа. Среднее содержание $С_{орг.}$ составляет 1,2 % , хотя в отдельных прослоях аргиллитов и глин достигает 20 %. (таблица 7).

Высокие концентрации ОВ установлены в осадках Прибайкалья и Предпатомского регионального прогиба. Наименьшее количество ОВ фиксируются в карбонатных осадках, накапливавшихся в пределах относительно приподнятых структур (Анабарская и Алданская антиклизы), а также в краевых прогибах обрамляющих с запада Сибирскую платформу и выполненных преимущественно красноцветными песчано-глинистыми отложениями. Высокие концентрации миграционного битумоида (0,3 %) в ОВ нижнего венда наблюдаются в пределах Оленекского свода и Непско-Ботуобигнской антиклинали, где степень катагенетической преобразованности ОВ соответствует начальным градациям $МК_1$ -$МК_2$. Малые содержания миграционного битумоида (0,05 %) фиксируются в синеклизах, где преобразованность ОВ соответствует градациям апокатагенеза.

Установленная близость состава ОВ нефтепроизводящих пород и нефтей по большинству изотопных и биомаркерных показателей

свидетельствует в пользу рифейского источника обрзования нефтяных залежей Байкитской антеклизы. Нефтегазоматеринские породы верхнего рифея Байкало-Патомского очага нефтегазообразования достигли стадии катагенеза соответствующей ГЗН к концу вендского времени или к началу кембрия, когда началось формирование осадочного чехла в пределах Непско-Ботуобинской антеклизы. Территория антеклизы в вендское время и в нижнем палеозое представляла собой моноклинальный склон огромного палеоподнятия, в сторону которого из очага генерации латерально мигрировало огромное количество УВ. В процессе дальнейшего роста Ботуобинского свода в результате вертикальной миграции происходил переток УВ из отложений нижнего венда в карбонатные породы верхнего венда и нижнего кембрия, содержащих соленосные породы-покрышки (10)

В Енисейском очаге основные НГМП нижнего рифея, благодаря высокому тепловому потоку из фундамента вошли в главную зону нефтеобразования уже в позднерифейское временя и генерировали достаточное для промышленного скопления количество УВ, которое аккумулировалось в вендских карбонатных резервуарах. Образованные в этой части нефтяные и газовые залежи после крупного размыва отложений верхнего венда могли быть разрушены (14).

Выделенные Енисейский и Байкало-Патомский очаги генерации нефтегазообразования хорошо пространственно сочетаются с установленными рифей-нижневендскими углеводородными системами, в пределах которых происходило формирование залежей УВ, мигрировавших из этих очагов генерации.

Б. Венд-нижнекембрийская система

Отложения этой системы распространены повсеместно на территории Лено-Тунгусского бассейна и представлены преимущественно карбонатными породами, содержащими пачки и пласты терригенных и сульфатных отложений, часто переслаивающихся с прослоями каменной соли. Карбонатные резервуарные породы развиты главным образом в средней и верхней части разреза, их максимальные мощности не превышают 20-30 м, при общей мощности пород системы порядка 300-900 м во впадинах и 100-200 м на склонах крупных антеклиз.

Породы покрышки представлены пластами каменной соли и плотных известняков мощностью от 40 до 160 м, постепенно уменьшаясь в мощности в северном направлении и в зонах обрамления суббассейна. Это вероятно связано с процессами выщелачивания соли в сульфатсодержащих породах с прослоями глин.

С отложениями этой системы связано большинство залежей нефти и газа, разведанных в пределах Непско-Ботуобинской антеклизы (Марковкое, Ярактинское, Даниловское, Озерное, Верхневилючанское и др.)

Исходя из особенностей сложного строения венд-кембрийской системы и для более детального изучения генетических условий формирования продуктивных отложений и источников генерации УВ было выделено несколько углеводородных подсистемы (непско-тирская, даниловско-усольская, бельская, булайско-ангарская и литвинцевско-верхоленская).

Под подсистемой подразумевается часть региональной УВ системы, характеризующейся пространственно выдержанным сочетанием пластов коллекторов и пластов-флюидоупоров на большей части территории бассейна. Каждая из выделенных подсистем ограничивается одним или несколькими источниками генерации УВ в зависимости от структурного положения и типа ловушек, путей миграции УВ и надежности изоляции залежи под флюидоупором.

Б.1. Непско-тирская подсистема

Непско-тирская подсистема представлена преимущественно терригенными породами накапливавшихся в периферийных частях бассейна в мелководных морских условиях . В кембрийское время трансгрессия моря постепенно захватила и внутреннею территорию бассейна. Значительная контрастность тектонических движений в вендское время обусловила большой градиент мощности этих отложений от 1500 м в погруженных участках и 20-200 м в приподнятых. На большей части территории бассейна породы рассматриваемого комплекса залегают непосредственно на кристаллическом фундаменте, а в центре Присаяно-Енисейской синеклизы и на юго-западе Байкитского мегасвода – на рифейских образованиях. Они характеризуются резкой фациальной изменчивостью по простиранию и по разрезу и имеют, как правило, трехчленное строение. Для отложений данной подсистемы характерно также наличие многочисленных размывов различного площадного распространения и степени проявления (рис.38).

Резервуарные породы выделяются в базальной части венд-кембрийского разреза. Основной продуктивный горизонт этой подсистемы – талахский, представленный кварцевыми песчаниками . В депрессионных зонах в составе этого горизонта появляются гравийные, алевритовые и пелитовые разности. С уменьшением степени сортированности и окатанности песчаного материала коллекторские свойства горизонта соответственно ухудшаются. Мощность горизонта варьирует от 12- 18 м на Непском мегасводе и до 60-80 м вдоль Ангаро-Ленской моноклинали. Открытая пористость составляет порядка 13-14 %, проницаемость 50-150 мД.

Флюидоупорная часть системы представлена, в основном, глинисто-аргиллитоавой толщей мощностью, изменяющейся по площади их распространения в среднем составляя порядка 25-50 м. В некоторых районах толщина покрышки существенно сокращается вплоть до ее полного

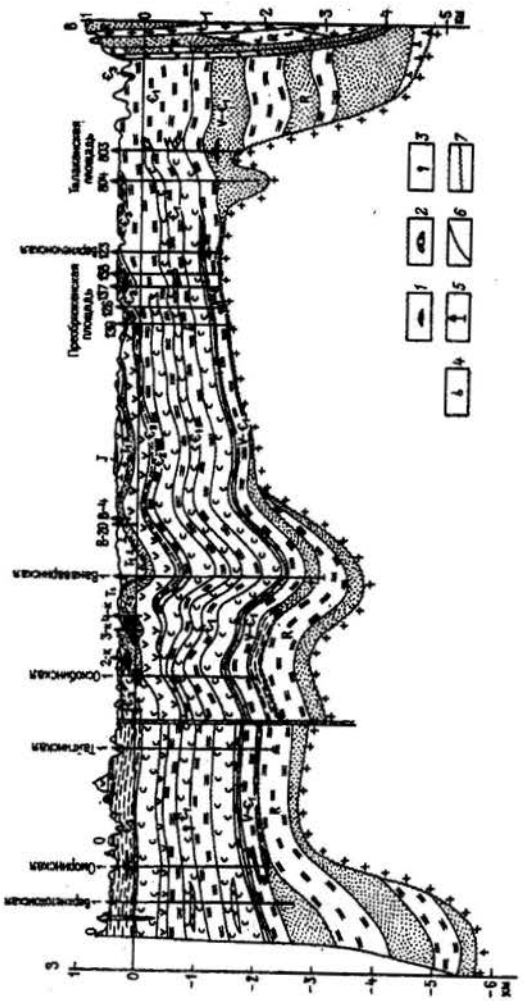


Рис. 38. Геологический профиль через Лено-Тунгусскую нефтегазоносную провинцию (по В. С. Старосельцеву и др.).
Залежи: (1 — нефтяные, 2 — газовые); притоки: (3 — нефти, 4 — газа), 5 — глубокие скважины, 6 — разломы, 7 — линии несогласного залегания пород.

выпадения из разреза, что приводит к свободному перетоку УВ флюидов и слиянию двух подсистем с единым источником генерации и миграции нефти и газа.

Условия формирования отложений рассматриваемой подсистемы связаны с двумя крупными трансгрессивными циклами осадконакопления в южной части Сибирской платформы. Первый соответствует накоплению базальных для вендского цикла терригенных пород и является начальным этапом развития платформенных образований. При этом происходит заполнение перикратонных впадин рифейского заложения огромными массами терригенного материала с Непского свода и Южного Присаянья.

Второй цикл образования отложений этой подсистемы соответствует раннекембрийскому времени и характеризуется большим площадным распространением и контрастными градиентами пригибания дна палеобассейна. Сложные очертания границ распространения отложений подсиситемы свидетельствуют о первично эрозионном характере их образования.

В отложениях рассматриваемого подсистемы открыто около десятка залежей нефти и газа, а также ряд непромышленных притоков УВ, связанных с коллекторами относительно большой мощности от 30 до 120 м, хотя эффективные толщины отдельных пластов-коллекторов не превышают 6-25 м.

По составу флюидов выделяются две группы залежей: газовые в северо-восточной части Непско-Ботуобинского мегасвода и газоконденсатные с нефтяными оторочками в центральной части региона.

Источником образования этих УВ залежей были НГМП нижнеалданского яруса, содержащие ОВ сапропелевого типа в количестве 0,09 – 0,28 %, в среднем 0,13 %. Несмотря на столь небольшое количество ОВ, объем и мощность этих осадков и были достаточно велики, что позволило обеспечить генерацию УВ в промышленных масштабах. Следует также учесть, что катагенетическая зрелость ОВ в них достигала градации $МК_1$ – $МК_2$ уже к концу ордовика. Наиболее глубокое преобразование ОВ отмечается в породах этого яруса в пределах Курейской и Присаяно-Енисейской синеклиз, постепенно уменьшаясь на склонах антеклиз, где степень катагенеза не превышает грации $МК_1$. Соответственно плотность эмиграции жидких УВ изменяется от 100 до 2500 тыс. т/км^2 и газообразных от 100 до 1000 млн. м^3/км^2 . Наиболее интенсивно процессы газообразования происходили в пределах территорий тех же синеклизах.

Анализ размещения залежей и притоков УВ из отложений непско-тирской подсистемы показывает, что основная их часть связана с ловушками стратиграфического типа. Наблюдается прилегание продуктивных горизонтов к выступам фундамента и часто размыв верхней части продуктивных пластов приведший к полной денудации пластов-флюидоупоров. В разрезе данной подсистемы наибольшей продуктивностью обладают участки, имеющие двухчленное строение: коллектор-флюидоупор.

При большой расслоенности разреза продуктивность отложений снижается т.к. вверх по разрезу закономерно увеличивается количество слабопроницаемых интервалов, и уменьшатся относительная толщина коллекторских горизонтов. Наилучшими коллекторскими свойствами обладают песчаники нижненепского горизонта, в котором установлено и наибольшее количество нефтегазопроявлений.

Приведенные ниже схемы строения нефтегазоносных систем даны по материалам А.Н.Дмитриевского, Ю.В.Самсонова, С.Б.Вангина и др. (10).

Отложения, слагающие рассматриваемую подсистему формировались в прибрежно-мелководной зоне, образованной в результате крупной вендской трансгрессии, предшествующей кембрийскому циклу накопления чисто морских карбонатно-галогенных осадков (Рис. 39- 39А).

Особенности формирования непско-тирских отложений предопределили и строение типов ловушек УВ. Выделяются три генетических типа ловушек: - структурный, литолого-стратиграфический и литологический. Структурный класс ловушек содержит залежи УВ преимущественно антиклинального типа (например, Среднеботуобинская, Ирелякская и Мачобинская). Литолого-стратиграфичесий тип залежей установлен в горизонтах, подвергшихся размыванию, либо генетически связанных со структурами прилегания к более древним отложениям. Как правило, эти залежи кроме стратиграфического контроля характеризуются и литологической выдержанностью коллекторских свойств.

Это обстоятельство вероятно связано не только с условиями их накопления, но и широко развитыми в регионе постседиментационными процессами карбонатизации, засолонения и выщелачивания. Примерами такого типа ловушек являются Верхнечонская, Дулисимская, Ярактинская и др.

Литологический класс объединяет залежи локально развитых коллекторов, в фациально замещающихся горизонтах и имеющих как правило небольшие размеры. Подобные ловушки прогнозируются в центральной части Непско-Ботуобинского свода.

Тектонически экранированные залежи не выделяются в связи с тем, что в регионе нет залежей, имеющих чисто дизъюнктивный контроль. Обычно залежи структурного, литолого-стратиграфического и литологического типов лишь осложнены дизъюнктивно-блоковой тектоникой.

На большей части бассейна прогнозируются структурные ловушки УВ. Литолого-стратиграфический тип ловушек предполагается по обрамлению Непско-Ботуобинско и Байкитского мегасводов. Литологический тип ловушек распространен в южной и северо-западной части Непско-Ботуобинского свода и связан с областью фациального замещения терригенных отложений на сульфатно-карбонатно- терригенные. В центральной части Непско-Ботуобинского свода литологический тип ловушек связан с отложениями Залегающими непосредственно на породах кристаллического фундамента и характеризующихся зональным развитием песчаных линз в базальной его части.

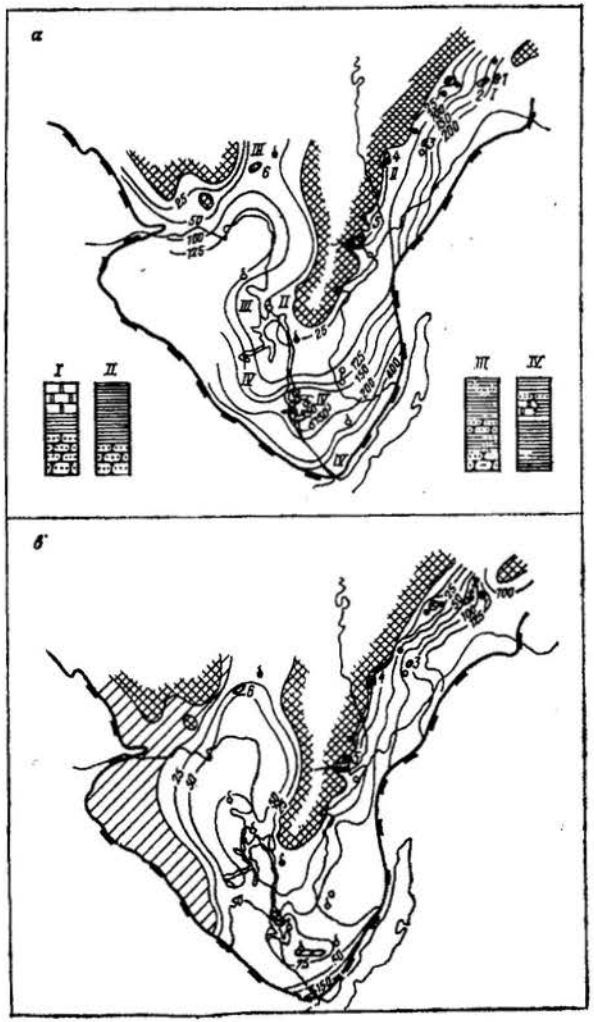
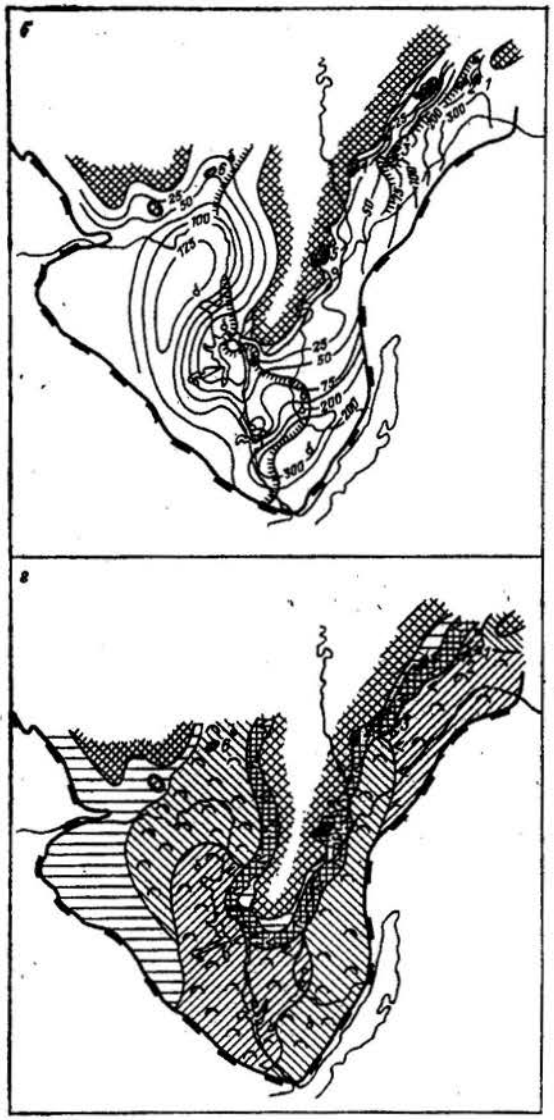


Рис. 39.

Условные обозначения см. Рис 39А.



РИС[39в] Схема строения нижненепского нефтегазоносного подкомплекса.

Карты изопахит: *а* — общей толщины (*I* — *IV* — типы разрезов), *б* — коллекторской части, *в* — экранирующей части; *г* — схема оценки перспектив нефтегазоносности. Границы: *1* — Сибирской платформы, *2* — зон отсутствия отложений подкомплексов, *3* — зон отсутствия коллекторской или экранирующей частей подкомплексов, *4* — зон фациального замещения отложений, *5* — распространения отдельных пластов коллекторов (для рис. 9 — вилючанского и аналогов, для рис. 11 — харыстанского и аналогов, для рис. 12 — парфеновского, ботуобинского, верхнетирского и аналогов), *6* — изопахиты, м; типы пород: *7* — соль, *8* — доломиты, *9* — ангидриты, *10* — аргиллиты, *11* — глины, *12* — песчаники; *13*, *14*, *15* — перспективные территории I, II и III категорий; *16* — бесперспективные; прогнозируемый класс ловушки УВ: *17* — структурный, *18* — литологический, *19* — литолого-стратиграфический; *20* — залежи (*а* — газа и газового конденсата, *б* — нефти); *21* — промышленные притоки (*а* — газа и газового конденсата, *б* — нефти); *22* — непромышленные притоки (*а* — газа и газового конденсата, *б* — нефти).

Залежи нефти и газа: *1* — Вилюйско-Джербинская, *2* — Верхневилючанская, *3* — Нижнехамакинская, *4* — Верхнечонская, *5* — Ярактинская, *6* — Собинская

Перспективы нефтегазоносности этих отложений связаны с территориями развития талахского продуктивного горизонта в западной части Ангаро-ленской ступени, где прогнозируются в основном стратиграфические и литологически экранированные ловушки по восстанию продуктивных горизонтов. К перспективным зонам можно также отнести области развития продуктивного талахского горизонта и его аналогов, особенно на участках их трансгрессивного выклинивания и последующего стратиграфического срезания на склонах Непско-Ботуобинского свода. Здесь прогнозируется наличие преимущественно литолого-стратиграфические ловушки. Общая оценка перспектив нефтегазоносности отложений непско-тирской системы по условиям ее строения и формирования приведена на Рис.40.

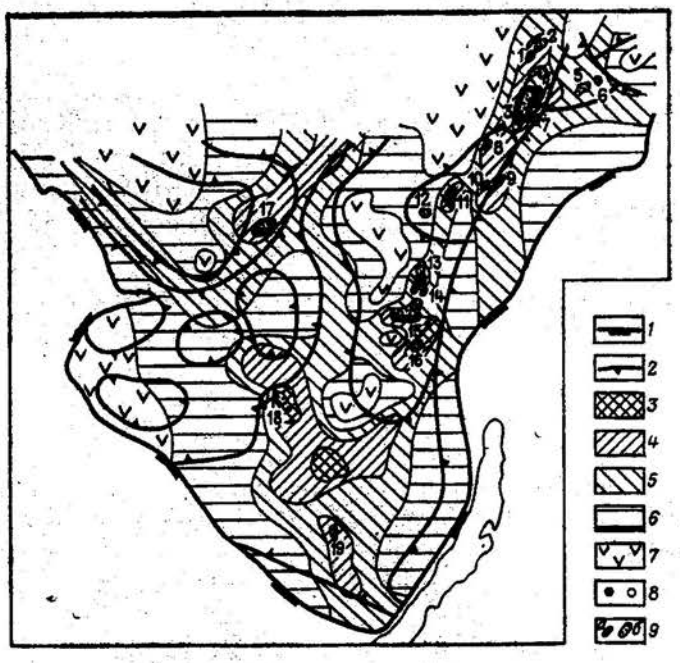


РИС. 40 . Схема перспектив нефтегазоносности непско-тирского комплекса по условиям строения и формирования.

Границы: *1* — Сибирской платформы, *2* — тектонических элементов; территории: *3* — высокоперспективные, *4, 5, 6* — перспективные соответственно I, II, III категорий; *7* — бесперспективные; *8* — притоки (*а* — нефти, *б* — газа); *9* — месторождения (*а* — нефти, *б* — газа), цифры на карте: *1* — Маччобинское, *2* — Иреляхское, *3* — Среднеботуобинское, *4* — Тас-Юряхское, *5* — Верхневилючанское, *6* — Вилюйско-Джербинское, *7* — Хотого-Мурбайское, *8* — Озерное, *9* — Нижнехамакинское, *10* — Центральноталаканское, *11* — Верхнечонское, *12* — Даниловское, *13* — Дулисьминское, *14* — Аянское, *15* — Ярактинское, *16* — Марковское, *17* — Собинское, *18* — Братское, *19* — Атовское

При этом учитывались различные степени перспективности (I, II и III категорий) в зависимости от характера сочетаний в разрезе резервуарных пород и пород-покрышек. Малоперспективные земли соответствуют слабо изученным районам, где были выявлены лишь признаки нефтегазоносности в виде отдельных нефте и газопроявлений.

Б.2. Даниловско-усольская подсистема.

Отложения, слагающие разрез данной подсистемы залегают на размытой поверхности вендских отложений. На большей части территории Сибирского бассейна они представлены галогенно-карбонатными образованиями, которые в прибортовых частях платформы фациально замещаются терригенными породами, а соли - доломитами и известняками.

В пределах наиболее приподнятых структур таких как Непско-Ботуобинский свод и Байкитское поднятие мощность этих отложений составляет порядка 600 м, а в погруженных участках возрастает до 1500 м (рис. 41-41А). Промышленные скопления в них установлены на Марковкой, Даниловской, Среднеботуобинской, Верхневилючанской и других месторождениях. Кроме того, более чем на 20 площадях получены высокодебитные притоки нефти и газа.

Резервуарная часть разреза представлена карбонатными породами: известняками и доломитами с единичными прослоями алевролитов и песчаников. Следует также отметить, что на большей части территории Ангаро-Ботуобинской антеклизы и на Камовском своде в разрезе присутствует пачка солей мощностью до 150 м, которая служит внутрикомплексным субрегиональным флюидоупором. В нефтегазосодержащей части разреза выделено пять продуктивных горизонтов. Общая мощность коллектора колеблется от 300 до 850 м (рис.41б).

Региональным экраном продуктивной части разреза служат галогенно-карбонатные отложения, В прибортовых частях платформы соли отсутствуют, где замещаются карбонатными и терригенными породами и поэтому здесь экранирующие свойства флюидоупорора значительно ухудшаются (рис. 41в). В разрезе отложений рассматриваемой подсистемы на южном склоне Непско-Ботуобинской антиклизы установлены два обширных поля трапповых интрузий толщиной от 18 до 330 м. В отдельных случаях трапповые тела залегают непосредственно над продуктивным осинским горизонтом.

По степени однородности и экранирующим свойствам можно выделить два типа строения разреза флюидоупора. Первый представлен невыдержанными по площади чередующимися пластами карбонатных пород

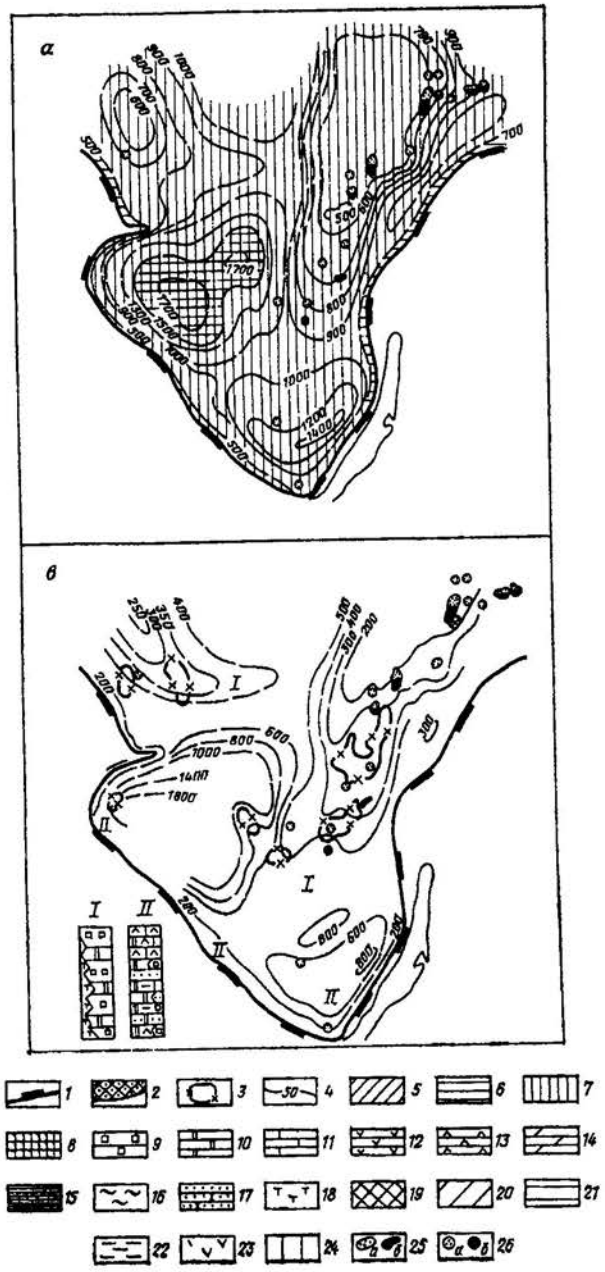


Рис. 41.
Схема строения даниловско-усовской подсистемы
Условные обозначения на Рис.41А

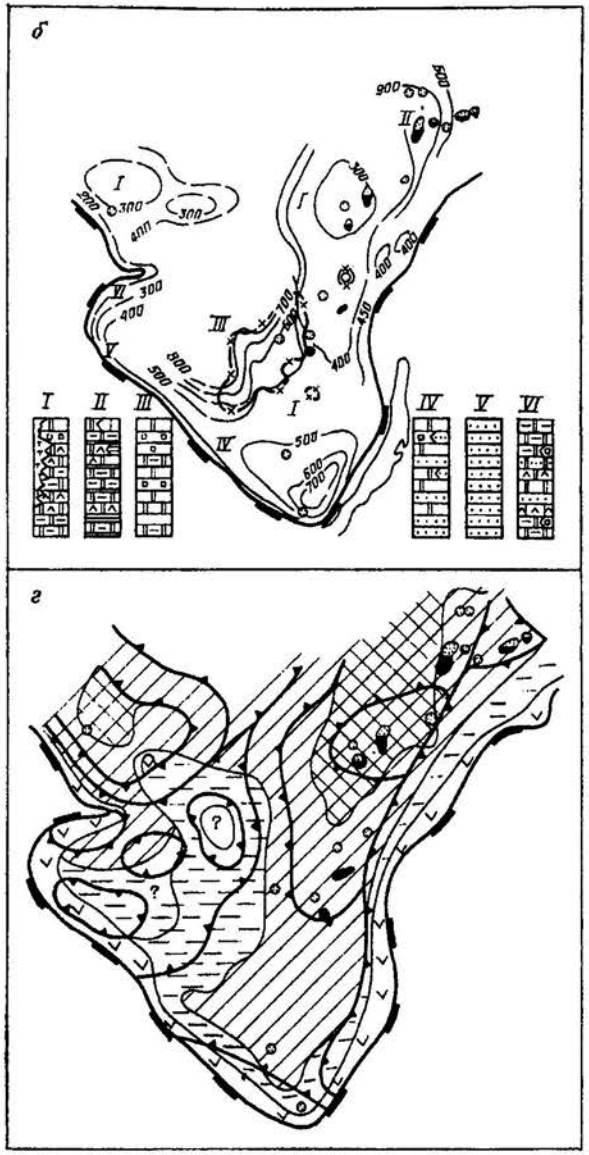


Рис. 41А.

Условные обозначения:

Карты изопахит: а – общей толщины, б – коллекторской части (I–VI типы разрезов), в – экранирующей части (I–IV типы разрезов), г – схема оценки перспектив нефтегазоносности.

Границы: 1 – Сибирс-кой платформы, 2 – зон отсутствия отложений комплексов, 3 – распространения траповых интрузий; 4 – изопахиты, м; области прогибания: 5 – замедленного (< 250 м), 6 – относительно замедленного (250–500 м), 7 – устойчивого (500–1500 м), 8 – интенсивного (> 1500 м); типы пород: 9 – соли, 10 – доломиты, 11 – известняки, 12 – гипсы, 13 – ангидриты, 14 – мергели, 15 – аргиллиты, 16 – глины, 17 – пески, песчаники, 18 – долериты; перспективные территории: 19 – высокоперспективные, 20,21,22 – соответственно I, II, III категорий, 23 – малоперспективные, 24 – бесперспективные; 25 – залежи (а – газа, б – нефти); 26 – притоки (а – газа, б – нефти)

доломитамитов с прослоями ангидритов, реже известняков, толщиной до 400 м. Второй тип разреза характеризуется отсутствием солей и развит в периферийных частях бассейна. Литологически разрез представлен трещиноватыми, песчанистыми мергелями и доломитами с прослоями известняков и ангидритов, толщиной от 100 до 300 м.

Анализ условий формирования отложений даниловско-усольской подсистемы показывает, что области интенсивного прогибания располагались в пределах центральной части Присаяно-Енисейского палеобассейна. Остальная часть территории в это время представляла собой область замедленного но устойчивого прогибания.

Отложения данного комплекса формировались в мелководно-морских или лагунных условиях при частой смене солености морского бассейна, что отразилось на литологическом составе отложений: - нижняя часть комплекса (даниловская свита) сложена выдержанными как по мощности , так и по фациальному составу карбонатными отложениями, а верхняя (усольская свита) чередованием пачек каменной соли и известняков, реже доломитами.

Основные скопления УВ в породах рассматриваемой подсистемы установлены на наиболее приподнятых участках южного и на юго-восточного склонах Непско-Ботуобинского свода.

Перспективы нефтегазоносности отложений даниловско-усольсой подсистемы связаны с поисками залежей в центральной и северной частях Непско-Ботуобинского свода, а также на наиболее приподнятых участках Камовского свода. Перспективные земли выделены также на склонах Ангаро-Ленской ступени и Богучано-Маназийском поднятии. К разряду малоперспективных и бесперспективных отнесены юго-восточная часть Присаяно-Енисейской синеклизы и окраинные части платформы, где отложения этой свиты резко сокращаются (рис. 41г).

Раздельный прогноз нефтегазоносности показывает, что основные перспективы открытия нефтяных и нефтегазовых залежей следует ожидать на склонах Непско-Ботуобинского и Байкитского сводов, газоканденсатных с нефтяными оторочками на Ангаро-Ленской моноклинали, а в более погруженных частях региона – газоконденсатных и газовых.

Перспективы открытия промышленных скоплений УВ в карбонатных резервуарах контролируются прогнозом распространения зон интенсивного развития разломной тектоники с вероятным развитием трещинных коллекторов. Зоны подобного типа могут быть выявлены в северо-восточной части Непско-Ботуобинского свода и на Байкитском подпятии.

Б.3. Бельская подсистема

Отложения данной подсистемы широко распространены на территории платформы за исключением узкой полосы в южной ее части. Литологический состав отложений этой подсвиты, представлены карбонатно-галогенными породами, мощность которых по площади их распространения колеблется от 400 до 700 м (Рис. 42-42А).

В разрезе установлены небольшие по площади внедрения интрузии траппов. Многочисленные нефтегазопроявления установлены в пределах практически всех крупных положительных тектонических элементах платформы, особенно на Ангаро-Ленской ступени. Высокодебиеные притоки нефти и газа получены на Христофоровской, Биркинской, Верхнечончкой и других площадях. Резервуарные породы представлены преимущественно карбонатными породами. На западном склоне Ботуобинской антиклизы появляются прослои каменной соли, а на бортовых частях бассейна примеси терригенного материала. Мощность этих отложений небольшая: 20-350 м.

В разрезе выделяется ряд продуктивных горизонтов (христофоровский, атовский и др.), состоящих из кавернозных доломитов и трещиноватых известняков различной мощности от 3 до 30 м. Открытая пористость в них колеблется от 0,2 до 10 %, проницаемость от 0 до 220 мД, редко до 1180 мД (рис. 42б).

Экранирующие породы представлены пластами каменной соли, по мере замещения которых в прибортовых частях платформы карбонатными породами флюидоупорные свойства пород ухудшаются. Мощность покрышки различна. На Непско-Ботуобинском своде она колеблется от 100 до 500 м. и состоит изчерудующихся прослоев соли доломитов и доломито-ангидритов. Содержание соли в разрезе составляет 50-80 % (рис. 42в).
В пределах Камовского свода в отложениях покрышки установлено обширное поле траппов.

Условия формирования отложений этой подсистемы практически не изменились. Областями устойчивого прогибания остаются Присаянско-Енисейский и Тунгусский прогибы, в которых накапливались карбонатные породы с прослоями соли доломито-ангидритов.

Из отложений данной подсистемы промышленные притоки нефти и газа были получены на разведочных площадях Ангаро-Ленской ступени и Непско-Ботуобинского свода, испытавших в рассматриваемый отрезок геологического времени замедленное прогибание.

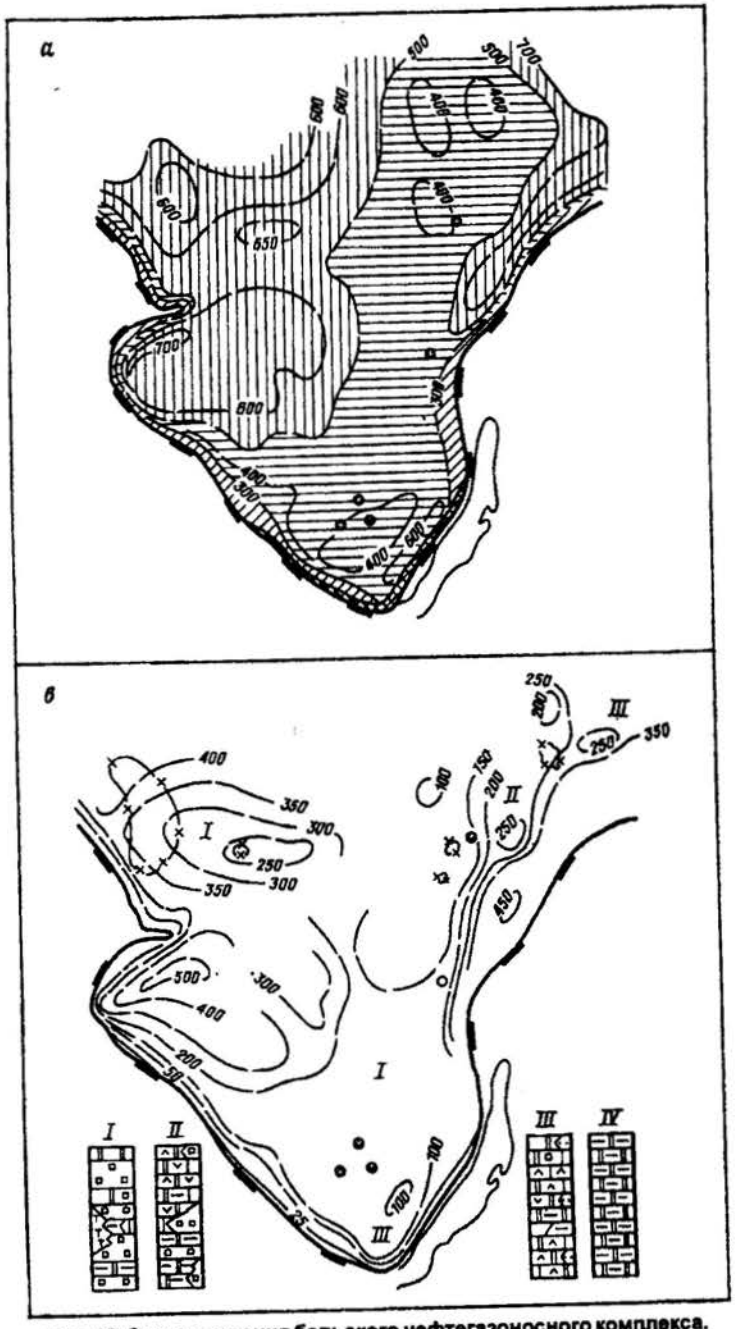


Рис. 42. Схема строения бельского нефтегазоносного комплекса.
Условные обозначения см. на рис. 39а

Рис.42А Схема строения Бельской нефтегазоносной подсистемы

К перспективным территориям отнесены юго-восточная часть Ангаро-Ленской ступени, южный и восточный склоны Непско-Ботуобинского свода, а также часть Байкитского свода, тяготеющая к Тунгусской синеклизе. К разряду малоперспективных отнесены территории Присаяно-Енисейской синеклизы и центральные части Непско-Ботуобинского и Байкитского сводов. К бесперспективным районам относятся периферийные территории платформы (рис. 42г).

В резервуарных породах Бельской подсистемы могут быть установлены преимущественно нефтяные, нефтегазовые и нефтегазоконденсатные скопления в пределах склонов таких крупных тектонических элементов платформы как Непско-Ботуобинский и Камовкий своды, где существовали благоприятные условия для роста органогенных построек.

Б.4. Булайско-ангарская подсистема

Отложения данной подсистемы представлены галогенно-карбонатными породами, мощность которых колеблется от 300 до 800 м. многочисленные нефтегазопроявления их этих отложений установлены в основном в пределах Ангаро-Ленской ступени, на Бильчирской, Биркинской, Христофоровкой и других площадях (рис. 43-43А).

Резервуарная часть разреза сложена преимущественно карбонатными породами с прослоями терригенных пород и каменной соли. В центральной и северо-восточной частях Непско-Ботуобинского свода установлены небольшие по площади поля трапповых интрузий. По характеру строения в пределах региона выделяется несколько типов строения, отличающихся по мощности и физико-химическим свойствам. В настоящее время в коллекторской части разреза выявлено два продуктивных горизонта-биркинский и бильчирскский. Открытая пористость коллекторов, сложенных массивными и трещиноватыми доломитами низкая (0,5-0,7 %), трещинная проницаемость составляет около 0,6 мД. Улучшение коллекторских свойств отмечается в зонах отсутствия солей, где открытая пористость составляет 0,1-9,0 %, трещинная проницаемость 0,1-1,5 мД (рис. 42б).

В флюидоупорной части разреза выделено четыре типа толщ, представленных преимущественно галогенно-карбонатными породами, обладающими высокими экранирующими свойствами (рис.43в). В периферийных частях бассейна соленосные породы замещаются карбонатными и поэтому их экранирующие свойства ухудшаются. Мощность покрышки изменяется от 150 до 600 м. В пределах Камовского свода и северо-восточной части Непско-Ботуобинской антеклизы развиты поля трапповых интрузий.

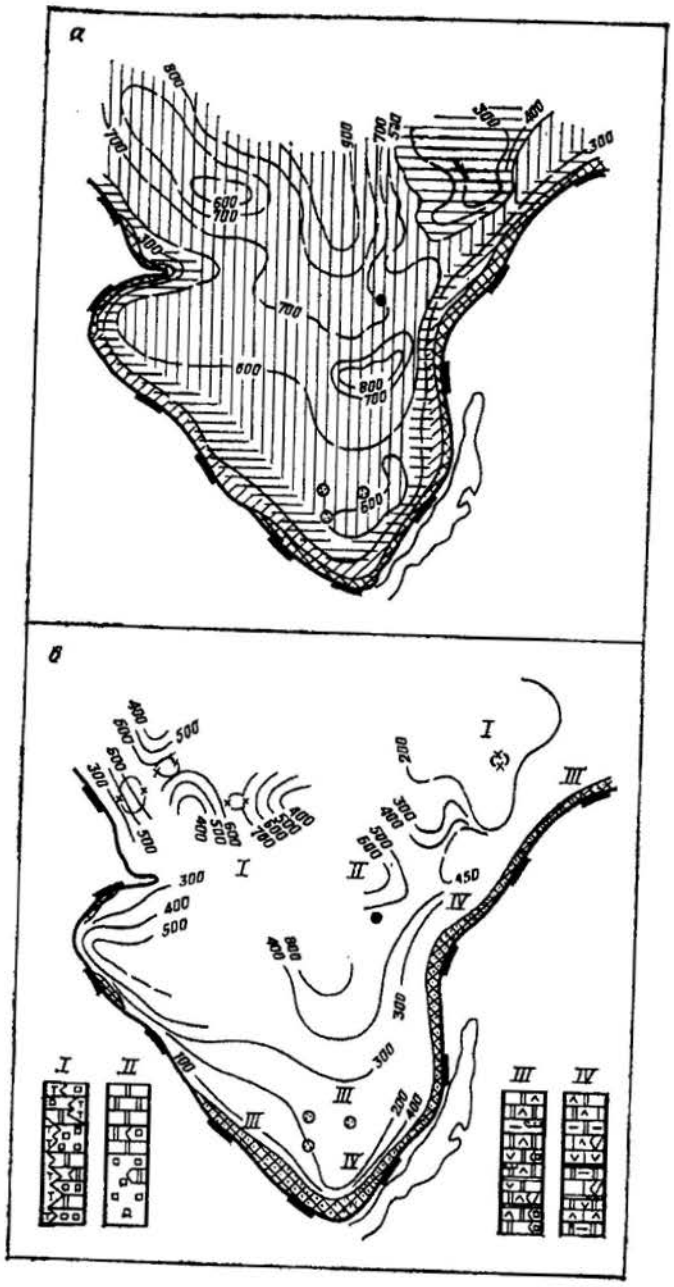


Рис. 43. Схема строения булайско-ангарского нефтегазоносного комплекса.
Условные обозначения см. на рис. 41а

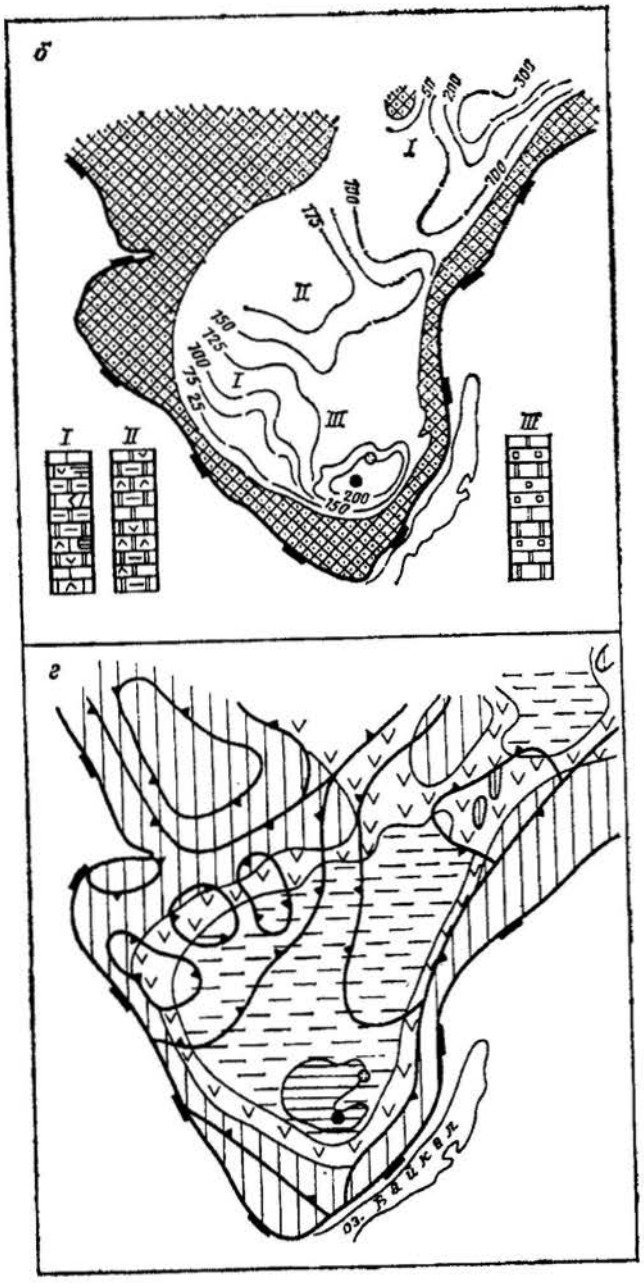


Рис.43А. Схема строения булайско-ангарской подсистемы

В рассматриваемое время характер тектонических движений существенно изменился, что отразилось в смене геодинамических обстановок и, как следствие, структурного плана бассейна. Область устойчивого прогибания охватила практически всю территорию Присаяно-Енисейского и Тунгусского палеобассейнов, а также часть Ангаро-Ленской моноклинали и южные склоны Непско-Ботуобинского свода. В пределах этого обширного палеобассейна продолжал формироваться крупный очаг генерации УВ, который в течение всего палеозойского времени являлся основным источником генерации УВ.

Осадконакопление в нем происходило в условиях мелководно-морского бассейна, в шельфовой части которого происходило накопление аквагенного органического вещества.

Перспективы открытия новых залежей УВ в пределах распространения данной подсистемы необходимо связывать с теми же структурными элементамы бассейна, что и для отложений бельской подсистемы. Прогнозируется открытие в основном нефтяных, нефтегазовых и нефтегазоконденсатных скоплений УВ. В пределах мегасводов возможно обнаружение небольших по запасам газовых залежей (рис. 43г).

Б.5 Литвинецско-верхноленская подсистема

Породы данной подсистемы на значительной части рассматриваемой территории выходят на поверхность и частично размыты и поэтому область их распространения ограничена. Отложения представлены терригенно-карбонатными породами. В западных районах региона разрез сложен чередующимися прослоями алевролитов, аргиллитов, мергелей, иногда доломитов или загипсованных известняков. Мощность этих отложений изменяется от 0 в районе Камовкого свода до 2000 м в Долгомостовкой впадине (Рис. 44-44А).

Притоки УВ из отложений получены на единичных площадях Ангаро-Ленской ступени и Непско-Ботуобинского свода.

Резервуарная часть разреза сложена главным образом доломитами. В пределах центральной и северо-восточной частей Непско-Ботуобинского свода и юго-западной части Ангаро-Ленской ступени в разрезе появляются известняки и аргиллиты, а в центральной части ступени также соли. Мощность коллекторской части колеблется от 10 до 350 м. Выделено три типа разреза коллекторов, представленных на Рис. 44б.

Флюидоупорная часть разреза представлена плотными карбонатными породами и аргиллитами. Экранирующие свойства покрышки оцениваются невысоко. Представляется возможным выделить три основных типа строения пород-покрышек, показанных на рис. 44в.

Условия формирования отложений рассматриваемой подсистемы отличаются усилением активности тектонических процессов, приведших к сокращению границ седиментации. Область устойчивого погружения продолжала сохраняться лишь в южной части бассейна. Остальная часть территории испытала относительно замедленное по амплитуде прогибание.

Притоки нефти и газа из отложений литвинецкой подсистемы получены на Христофоровкой и Коркинской площадях Ангаро-Ленской ступени и в пределах Верхоленской палеовпадины.

Перспективы открытия новых залежей УВ в этих отложениях невелики. К ним можно отнести южные районы Ангаро-Ленской ступени, где прогнозируется открытие небольших по запасам, в основном, газовых и газонефтяных скоплений (рис. 44г).

Положение очагов нефтегазообразования в кембрийское время по сравнению с рифей-вендским резко меняется, смещаясь к западу вдоль Енисей-Патомского прогиба и к востоку на территорию Вилюйской синеклизы.

В конце раннего, начале среднего кембрия происходит накопление углеродистых осадков куонамской свиты и ее аналогов в пределах шельфа окраинных морей, обрамляющих крупный солеродный бассейн. Содержащееся в этой свите органическое вещество планктоно-бактериогенного типа обладает очень высоким генерационным потенциалом. Содержание ОВ в породах куонамской свиты и ее аналогов колеблется от 0,1 до 13,6 %, в среднем составляя около 3,0 % .

Более подробно геохимическая характеристика Куонамской свиты и ее аналогов (костинская, шумская и др.) приведены в работах (14,29).

Ряд исследователей отмечает, что нефтепроизводящие породы куонамской свиты распространенные на склонах Алданской и Анабарской антиклиз никогда в течение всей истории формирования этих поднятий не погружались в главную зону нефтеобразования и потому не смогли реализовать свой нефтегенерационный потенциал. Лишь в Вилюском и Курейском очагах, где предполагается широкое развитие пород куонамской свиты на глубинах 7,0 и более км, они прошли стадию ГЗН и находятся в зоне интенсивного газоообрпзования. В Курейском очаге генерация УВ началась в конце палеозоя и продолжалась до триаса, а в Вилюском с верхнего палеозоя и в течение всего мезозоя.

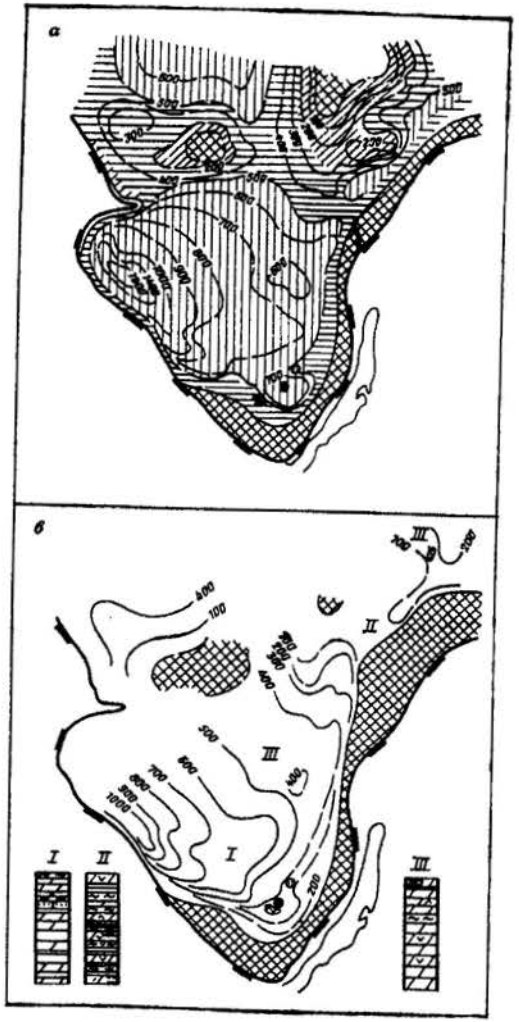


РИС. 44 Схема строения литвинцевско-верхоленского нефтегазоносного комплекса. Условные обозначения см. на рис. 41а

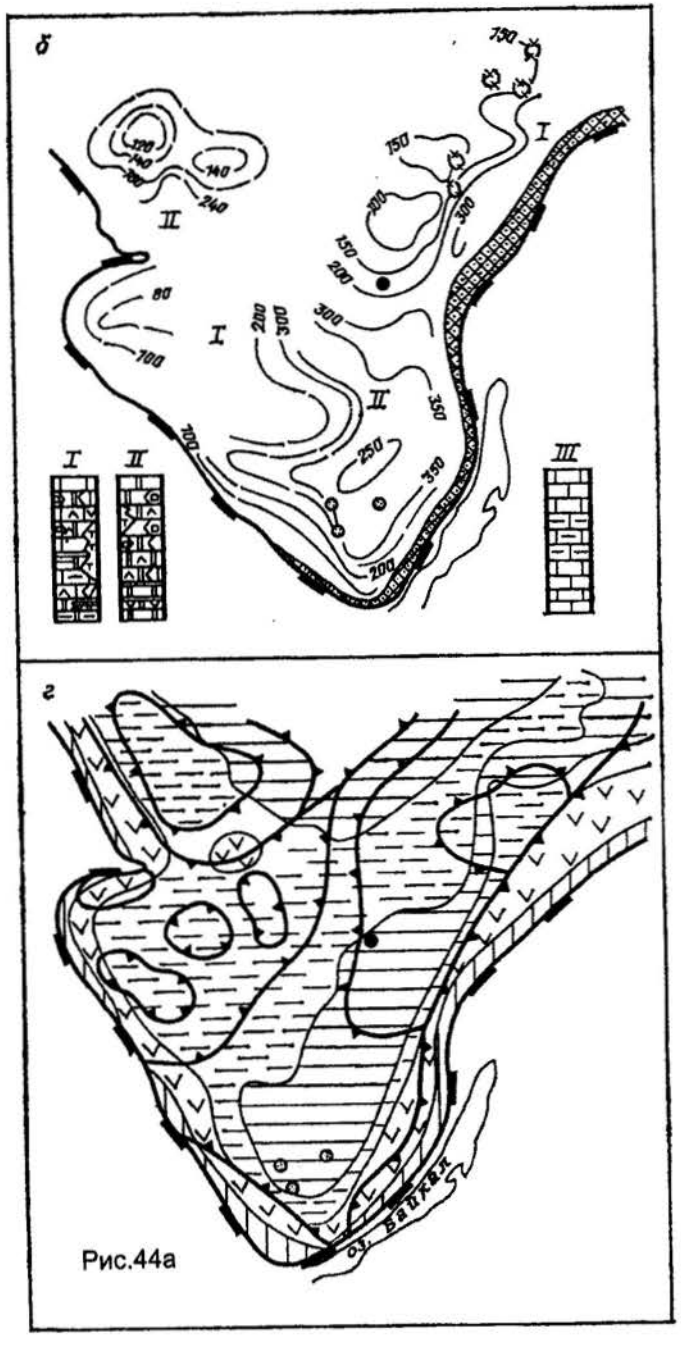


Рис.44а

На разных этапах геодинамического развития Ленно-Тунгусского бассейна формировалось несколько очагов нефтегазообразования, происходила смена обстановок накопления и типов органического вещества, что привело к многообразию состава нефтей в различных углеводородных системах.

Проведенный сотрудниками Института геологии нефти и газа СО РАН анализ геохимических данных по составу нефтей на молекулярном уровне, позволил разделить выделить две генетические группы нефтей (14).

Нефти первой группы пространственно локализованы в месторождениях Байкитской антеклизы в Юрубчено-Тохомской зоне газо- и нефтенакопления и связаны с Енисей-Байкитским очагом нефтегазообразования. Вторая группа нефтей характерна для месторождений Непско-Ботуобинской антеклизы и Катангской седловины и, вероятно, были образованы за счет генерации УВ в Байкало-Патомском очаге нефтегазообразования .

Таким образом, геодинамические реконструкции истории развития внутриконтинентальных и окраинных бассейнов Сибирской платформы в целом, а также анализ геологических и геохимических условий формирования месторождений нефти и газа в Лено-Тунгуссом бассейне, показывают, что в позднем докембрии и раннем фанерозое в них происходило образование крупных, активно действующих очагов нафтидоообразования и связанных с ними углеводородных систем. Генетическая связь углеводородных скоплений в установленных углеводородных системах с определенными очагами генерации УВ наблюдается не по всему разрезу венд-нижнекембрийских отложений, т.к. в некоторых системах неоднократно происходили процессы перефомирования залежей и вертикальные перемещения флюидов. Именно это обстоятельство вызывало необходимость выделения углеводородных подсистем, в пределах которых происходили процессы вертикальной и/или латеральной миграции УВ и корреляционная связь состава нефти с определенными НГМП не всегда прослеживается.

На современной стадии изученности Ленно-Тунгусского бассейна остаются не изученными углеводородные системы, в которых скопления углеводородов генетически связаны с их генерацией в черносланцевых нефтематеринских породах кембрия.

В вышележащих палеозойских и мезозойских отложениях небольшой мощности (200-500 м) углеводородные системы не выделяются, несмотря на установленные в отложениях верхней перми, нижнего триаса и нижнего мела небольших по запасам залежей нефти и газа, либо нефтегазопроявлений. Это связано со слабой изученностью НГМП в этих отложениях и отсутствием данных анализа корреляционных связей нефть-материнская порода.

Таким образом, установленная закономерность чередования в разрезе и пространственного распространения углеводородных систем, может рассматриваться в качестве научной основы для уточнения оценки перспектив нефтегазоносности в и проведения поисково-разведочных работ в изученном бассейне.

4.3 Условия формирования углеводородных систем

Анализ геодинамических условий образования углеводородных систем в рифей - вендское время приведен по данным К.А.Клещева и В.С.Шеина (31), В.С.Шеина (33), А.Э.Конторовича, С.Ф.Бахтурова, А.К.Башарина (14) и др.

В раннем рифее в пределах Сибирского палеоконтинента произошло формирование внутриконтинентальных рифтовых зон, в пределах которых накапливались песчано-гравелитовые красноцветные породы. В среднем и позднем рифее окраинно-континентальные рифты в результате расхождения континентов были преобразованы в пассивные окраины. В это время на западе платформы накапливалась мощная толща аргиллитов, известняков и песчаников, которые на востоке сменяются глинами и мелководными известняками.

В раннем венде образование пассивных окраин продолжает интенсивно развивается. Эти региональные окраинные структуры были осложнены более мелкими структурами типа впадин, выступов, валов и т.д.

В начале вендского времени произошла широкая трансгрессия моря во внутренние части платформы, включая Ангаро-Ленскую ступень, Катангскую седловину и значительную часть Непско-Ботуобинской и Байкитской антеклиз.

В конце венда-начале кембрия на большей внутренней части платформы образовался обширный солеродный бассейн, в котором накапливались карбонаино-галогенные осадки. Именно в это время произошло формирование резервурной и флюидоупорной частей углеводородных систем рифея и раннего венда.

В конце раннего и начале среднего кембрия вдоль большей части обрамления платформы формировалась система барьерных рифов, на шельфовой части которых происходило накопление глинисто-углеродистых и карбонатно-кремнистых существенно биогенных осадков (куонамская свита), содержащих до 5-10 % органического углерода. Эти породы в последующие периоды геологического развития бассейна формировали крупные очаги генерации УВ, представляющие основу строения углеводородных систем.

Нефтегазоматеринские отложения Енисейского очага генерации накапливались в морском бассейне с высокой биологической продуктивностью поверхностных, слабо циркулирующих вод при дефиците кислорода. НГМП представлены черными глинистыми и известковыми сланцами общей мощностью около 1000 м, в которых содержание органического углерода достигает 10%. Патомский очаг нефтегазогенерации формировался в периоды максимального подъема уровня моря и в связи с этим уменьшения поступления осадочного материала с соседних шельфовых зон. Нефтегазоматеринские породы представлены черными глинистыми сланцами, в которых содержание ОВ колеблется от 0,6 до 12,9 %, подвергшейся сильной термической преобразованности. Современное фазовое состояние УВ в залежах это результат длительного становления фазовой зональности в процессе геологической истории развития региона.

История развития процессов генерации и аккумуляции углеводородов в изученных системах и подсистемах представлена ниже виде графиков истории погружения отложений во времени и в зависимости от направленности и темпов смены геодинамических обстановок (Рис. 45). Полеченные данные о распределении палеоглубин и палеотемператур в отложениях рассматриваемых углеводорордных систем позволяют оценить потенциал НГМП в пределах активных очагов генерации.

В пределах Ангаро-Ленской ступени отложения непско-тирской подсистемы вошли в ГЗН в среднем и позднем кембрии и находились в ней до конца мела. В зону активного развития процессов газообразования эти отложения вошли в начале силура и находились в ней до конца карбона. В этой же тектонической зоне НГМП даниловко-усольской подсистемы генерировали жидкие УВ, начиная с конца ордовика и до мелового времени, Бельской подсистемы с конца ордовика-силура и до конца карбона, булайско-ангарской подсистемы с силура и до мела, соответственно. Нефтегазоматеринские породы литвинецско-верхноленской подсистемы в пределах Ангаро-Ленской зоны не находились в геотемпературных условиях ГЗН и поэтому в процессах нефтеобразования не участвовали.

В пределах Непско-Ботуобинской антеклизы НГМП непско-тирской подсистемы вошли в зону активного развития процессов нефтеобразования в ордовике и находились в ней, вероятно, до конца девона-середины карбона.

На Непском и Байкитском мегасводах НГМП даниловко-усольской подсистемы вошли в ГЗН в конце ордовика и продолжали оставаться в этих условиях до карбона, а на южном склоне Непского свода с конца кембрия и до юрского времени. Отложения Бельской подсистемы находились в условиях ГЗН силурийского времени и находились в ней до конца триаса. Отложения булайско-ангарской и литвинецско-верхоленской подсистем не погружались в этих зонах глубже 1200-2100 м и оказались вне геотермических условий генерации углеводородов (Рис.45).

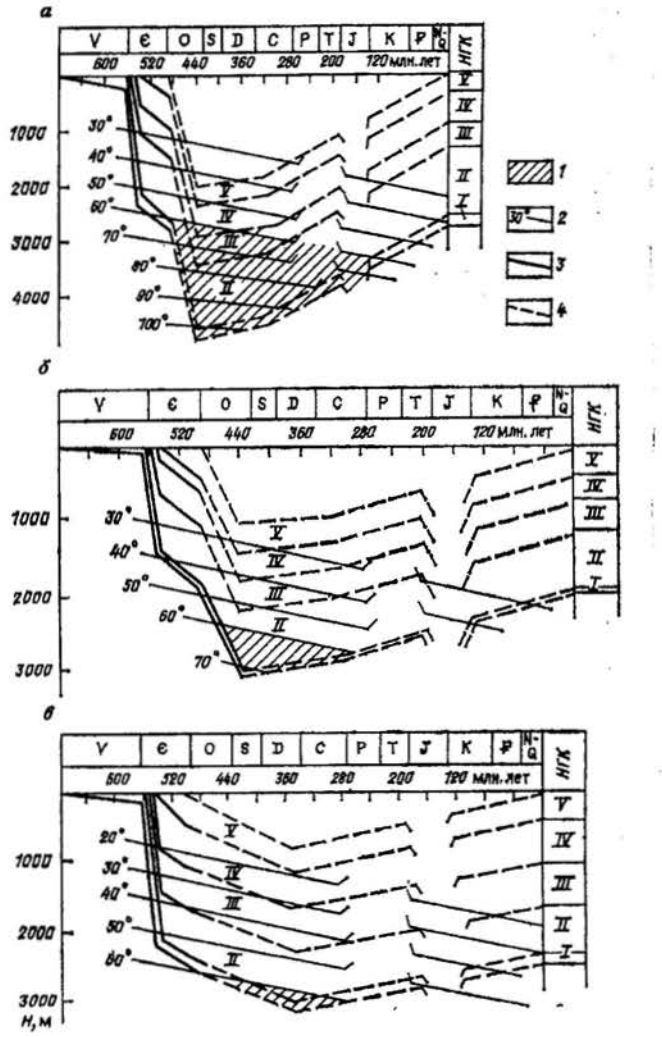


РИС. 45. Графики вхождения углеводородных систем в ГЗН для различных тектонических элементов

Условные обозначения: а- южная часть Ангаро-Ленской ступени;
б- центральная часть Непско-Ботуобинской антеклизы;
в- Байкитский свод 1- главная зона нефтеобразования; 2- изотермы; 3-достоверные;
4- предполагаемые. Углеводородныеподсистемы: I-непско-тирская, II-даниловская
III- бельская$ IV- ,буланско-ангарская; V-литвинецко-верхоленская.

Верхнепалеозойский этап геологической истории Лено-Тунгусского бассейна ознаменовался выходом растительности на сушу и образованием озерно-болотного ландшафта, где в течение всего карбона и до верхнепермского времени происходило накопление угленосных осадков, обогащенных ОВ гумусового типа.

Геодинамическая и тектоническая обстановка в конце пермского и начале триасового времени кардинально изменилась, выразившейся в зарождении глобальной системы рифтовых зон. Эти процессы сопровождались излияниями и интрузиями огромных масс базальтовой магмы, что привело к аномально высокому и неравномерному прогреву значительной части осадочного чехла бассейна.

В поздепалеозойском разрезе бассейна углеводородные системы из-за отсутствия геолого-геохимического материала не выделялись.

4.4. Перспективы нефтегазоносности

Анализ современного распределения разведанных запасов и оценка ресурсов углеводородов показывают, что реальное восполнение запасов углеводородного сырья в бассейне следует связывать, в основном, с углеводородными системами рифея и венда, а также поиском новых систем в карбонатно-галогнных отложениях раннего кембрия (Рис.46)

Изучение пространственного сочетания очагов генерации УВ и зон накопления нефти и газа, их перемещение во времени и возникновение новых очагов (например, поднадвиговых) является необходимой предпосылкой наращивания УВ ресурсов изучаемого бассейна. Генерация нафтидов в Енисей-Байкитском очаге привела к формированию обширных скоплений нефти и газа в Юрубчан-Тохомской зоне, а генерация УВ в Байкало-Патомском очаге к образованию скоплений нефти и газа на Непско-Ботуобинской антеклизе.

Несмотря на значительные открытия крупных месторождений УВ ресурсная база бассейна далеко не исчерпана. Открытие новых скоплений предполагается в еще не выявленных углеводородных системах рифея, венда и нижнего кембрия, а также позднего палеозоя. Такой вывод базируется не только на общегеологических предпосылках, но и на том, что генерированные углеводороды в установленных очагах в ряде регионов еще не разведаны.

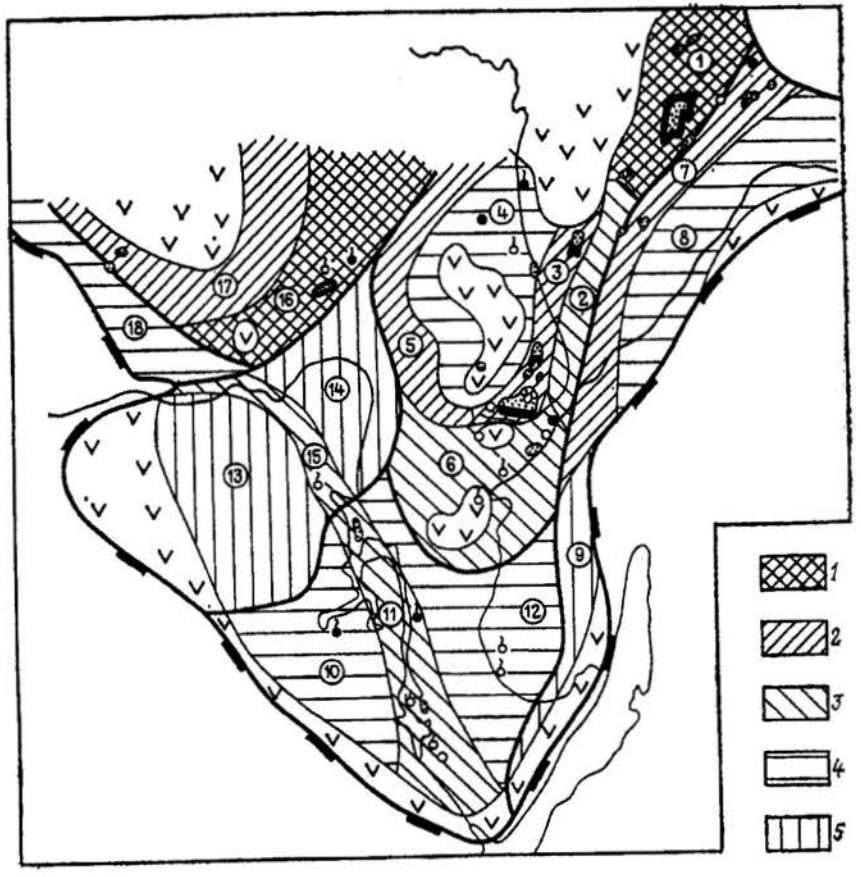


РИС. 46. Схематическая карта перспектив отложений рифей-вендской углеводородной системы Лено-Тунгусского бассейна

Условные обозначения: 1- высокоперспективные; 2,3,4- перспективные соответственно I,II и III категорий; 5- малоперспективные

Остальные условные обозначения см. рис. 40.

Сложное геологическое строение бассейна, резкие фациальные замещения перспективных горизонтов по простиранию и разрезу, влияние дизъюнктивных нарушений в разных его частях и развитие постседиментационных процессов в породах большинства резервуаров усложняет проведение оценки перспектив нефтегазоносности. В связи с этим был разработан новый системный подход к оценке перспектив на основе

выделенных углеводородных систем и подсистем, к которым приурочены основные залежи нефти и газа.

В пределах рифейской системы основные перспективы связаны с выявленными литолого-стратиграфическими ловушками, образованными в результате экранирования продуктивной толщи поверхностью предданиловского несогласия. Залежи такого типа установлены, например на Куюмбинском месторождении. Перспективы рифейской системы, на данном этапе ее изученности, обосновано оценить не представляется возможным. Поэтому ее перспективы рассматривались совместно с перспективами нефтегазоносности венд-нижнекембрийской углеводородной системы.

В основу оценки перспектив нефтегазоносности венд- нижнекембрийской системы положены основные результаты анализа условий геодинамической и соответственно структурной эволюции бассейна. При выделении территорий различной степени перспективности учитывалось прежде всего положение основных положительных структур бассейна во время образования над внутриконтинентальными рифтами надрифтовых прогибов, а над окраиноконтинентальными- пассивные окраины.

Перестройка структурного плана бассейна началась в конце кембрия, когда произошла трансформация пассивных окраин в межплитный ороген столкновения, а рифтовые зоны претерпели конвергенцию, образуя обширные и протяженные поднятия. Совершенно очевидно, что при этом произошло смещение положения очагов генерации УВ и менялись пути их миграции ко вновь образованным ловушкам. Все эти факторы и процессы были положены в основу составления карты перспектив нефтегазоносности рифей и венд-нижнекембрийской углеводородной системы (Рис.46).

К перспективным территориям первой категории отнесены области полного совпадения замкнутых контуров положительных современных и палеоструктур, унаследовано развивавшиеся в посткембрийское время.

Ко второй категории перспективности отнесены структуры имеющие частичное совпадение палео и современных контуров очертаний.

К перспективным территориям третьей категории отнесены зоны склоновых поднятий Присаяно-Енисейской синеклизы, не претерпевшие существенного переформирования структурного плана в посткембрийское время.

Малоперспективным территориям соответствуют участки значительных структурных перестроек, таких как юго-восточный склон Ангаро-Ленской синеклизы, юго-западный борт Присаяно-Енисейской синеклизы и другие районы бассейна, непосредственно примыкающие к бесперспективным землям, включающим зоны выхода венд-кембрийских пород на поверхность.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Изучение углеводородных систем бассейнов древних платформ России позволило охарактеризовать их в рамках альтернативного плитотектонического нефтегеологического районирования, сформулировать их общие особенности, закономерности формирования и размещения в них залежей нефти и газа.

Многочисленное количество изученных углеводородных систем мировых нефтегазоносных бассейнов (20) показывает, что они являются обязательным членом иерархического ряда: нефтегазоносный бассейн - углеводородные системы - зоны нефтегазонакопления - месторождение – залежь. Это подтверждается количественной связью важнейших показателей системы, таких как зависимость между генерационным потенциалом НГМП в очаге генерации УВ и крупностью выявленных в них месторождений.

Составляющими элементами углеводородных систем являются очаг генерации УВ и ловушки на путях их миграции, что и определяет в конечном итоге саму возможность существования нефтегазоносного бассейна. По данным Т.К.Баженовой (2) аккумуляция в промышленных масштабах может быть достигнута при минимальной площади очага в 1000 км^2 и плотности эмиграции нефти не менее 100 тыс.т/км^2 и 100 млн. м^3 /км^2 газа. Определение углеводородных систем как важнейшего, и что особенно показательно, генетически обусловленного и, следовательно, обязательного элемента осадочно-породного бассейна было подчеркнуто относительно недавно.

Первые подсчеты ресурсов и запасов УВ на базе выявленных углеводородных систем в бассейне были проведены специалистами Геологической службы США в 1996 г.(20). Новые методические подходы к выделению и оценке углеводородных систем позволили впервые охарактеризовать эти системы как важнейший геологический показатель оценки нефтегазоносности осадочно-породных бассейнов. Основным показателем наличия УВ систем в осадочном чехле нефтегазоносного бассейна является генетическая зависимость между, генерационным потенциалом НГМП и выявленными в них запасами нефти и газа.

Подсчет ресурсов нефти и газа, проведенный для Прикаспийского нефтегазоносного бассейна на базе выделенных суббассейнов и углеводородных систем показал необходимость их использования и сочетания геологических, геодинамических и геохимических методов подсчета для получения достоверного прогноза нефтегазоносности изучаемого бассейна.

Впервые на имеющемся фактическом материале была предпринята попытка, составить обзор и по возможности полно охарактеризовать наиболее значимые параметры образования углеводородных систем в бассейнах древних платформ России.

Методика может быть использована для реализации детального и научно обоснованного прогноза и оценки нефтегазоносности бассейнов различного строения и геодинамического развития, и что особенно важно и весьма актуально, для акваториальных бассейнов России.

ЛИТЕРАТУРА

1. Айзенштант Г.А., Помарнацкий М.А., Слепакова Г.И. Особенности флюидодинамических процессов и их влияние на формирование месторождений в Прикаспийском НГБ. В кн. « Флюидодинамический фактор в тектонике и нефтегазоносности осадочных бассейнов» М. М.Наука, 1989, с. 102-107.
2. Баженова Т.К., Гембицкая Л.А., Шиманский В.К. Нефтегазоматеринские горизонты Тимано-Печорского бассейна. Материалы XIII-го Геологического съезда Республики Коми. Геология и минеральные ресурсы Европейского северо-востока России, том III, Геопринт, 1999.
3. Гаврилов В.П. Мобилистские идеи в геологии нефти и газа. «Геология нефти и газа» 2007, №2, с. 41-49.
4. Геохимические особенности нефтегазоносности Прикаспийской впадины. Тр. ВНИГНИ. М.Недра, 1985, с.264.
5. Геохимия нефти и органического вещества пород нефтегазоносных провинций и областей СССР. М. Недра, 1983, с.158
6. Геохимия материнских пород и нефтей Прикаспийского нефтегазоносного бассейна. Тр.ВНИГНИ, 2004, с. 124
7. Дахнова М.В. Применение геохимических методов исследований при поисках, разведке и разработке месторождений углеводородов. «Геология нефти и газа», 2007, № 2, с.81-90.
8. Дмитриевский А.Н. Системный подход в геологии нефти и газа, общие принципы исследования системного подхода в геологии. «Геология нефти и газа». 1993, №10,с.2-4
9. Еременко Н.А., Чилингар Г.В. Геология нефти и газа на рубеже веков. М.Наука, 1996, с 175.
10. Историко-генетическая оценка нефтегазообразования и нефтегазонакопления в осадочных бассейнах Сибирской платформы. М.Недра, 1989, с.219.
11. Клещев К.А., Шеин В.С., Пайразян В.В. Принципиальная схема формирования нефтегазоносных регионов с позиции теории тектоники плит. В кн. «Геодинамические основы прогнозирования нефтегазоносности недр». М.МИНГ, 1988, том 1, с.646
12. Клещев К.А., Шеин В.С. Плитотектонические модели нефтегазоносных бассейнов России. «Геология нефти и газа», 2001, №1, с. 23-40
13. Конторович А.Э. Геохимические методы количественного прогноза нефтегазоносности. М.Недра, 1976, с.246
14. Конторович А.Э, Бахтуров С.Ф., Башарин А.К. и др. Разновозрастные очаги нафтидообразования и нафтидонакопления на Северо-Азиатском кратоне. «Геология и геофизика», 1999, том 40, №11, с.1676-1693.

15. Кремс А.Я, Вассерман Б.Я. Матвиевская Н.Д. Условия формирования и закономерности размещения залежей нефти и газа. М.Недра, 1974, с.335.
16. Ларская Е.С., Шеин В.С. Геодинамическая эволюция и нефтегазоматеринские толщи бассейнов Восточно-Европейского континента и его складчатого обрамления. «Геология нефти и газа», 1997, №12, с. 20-30
17. Лопатин Н.В, Зубайраев С.Л. Нефтяные генерационно-аккумуляционные системы, логика концепции и ее применение в поисково-разведочных работах.«Геоинформатика», 2000, №3, с.67-82.
18. Максимов С.П., Калинко М.К., Пайразян В.В. Генезис нефти и газа и формирование залежей в различных геодинамических обстановках. Тр. 28-го МГК «Генезис нефти и газа» М.ВНИГНИ, 1989, с 5-11.
19. Методическое руководство по количественной и экономической оценке ресурсов нефти, газа и конденсатов России. М.ВНИГНИ, 2000, с.189.
20. Оценка ресурсов нефти и газа в нефтегазовых системах мира. Перевод с английского Пайразяна В.В., под ред. Клещева К.А.
21. Пайразян В.В., Размышляев А.А. Прогнозирование фазового соотношения углеводородов в подсолевых нефтегазоносных комплексах Прикаспийской впадины. В кн. «Основные принципы формирования залежей нефти и газа» М.Наука, 1983, с. 239-243.
22. Пайразян В.В. Принципы моделирования процессов онтогенеза нафтидов в бассейнах различных геодинамических режимов. В кн. «Геодинамические основы прогнозирования недр» 1988, том II. с.25-36.
23. Пайразян В.В. Геодинамика и онтогенез нафтидов. Изд. Спутник, Москва, 2007, с. 255.
24. Региональная геология нефтегазоносных территорий СССР. М.Недра, 1991, с. 280.
25. Соколов Б.А, Роль очагов нефтегазообразования в формировании крупных зон нефтегазонакопления. В сб. «Условия формирования крупных зон нефтегазонакопления». 1985, М.Наука, с.26-33
26. Соколов Б.А. Эволюция и нефтегазоносность осадочных бассейнов. 1980, М.Наука, с.280
27. Соловьев Б.А. Свалова В.Б., Иванова Т.Д. Прогноз ранних этапов формирования Прикаспийской впадины с применением механо-математической модели. В кн. «Геодинамические основы прогнозирования недр». 1988. М. МИНГ, том 2, с.648
28. Сорохтин О.Г., Ушаков С.А. Значение тектоники плит для нефтяной геологии. В кн. «Геодинамические основы прогнозирования недр». 1988, М.МИНГ, том 1,с.648.
29. Тимошина И.Д. Геохимия органического вещества нефтегазопроизводящих пород и нефтей верхнего докембрия юга Восточной Сибири. « Геология и геофизика», 2004, том.45, №7, с.901-910.

30. Фортунатова Н.К. Седиментационные модели карбонатных конусов выноса новых нефтегазоносных поисковых объектов. «Геология нефти и газа». 2007, №2, с.61-70
31. Шеин В.С., Клещев К.А. Условия нефтегазонакопления на платформах и в складчатых областях (с позиции тектоники литосферных плит). «Геология нефти и газа», 1984, №3, с.14-18.
32. Шеин В.С., Пайразян В.В., Соловьев Б.А.. Плитотектоническая модель формирования Прикаспийского нефтегазоносного бассейна. В кн. «Геодинамические основы прогнозирования недр». 1988, том 3, с.521-532.
33. Шеин В.С. Геология и нефтегазоносность России. 2006, М. ВНИГНИ с.776.
34. Macktnzie A.S., Quigley T.M. Principles of geochemical prospect appraisal. 1988, AAPG Bull. v. 72, № 4, p.399-415.
35. Magoon L.B., ed. The petroleum system status of research and methods. USGS Bull., 1992, № 2007, p.98.
36. Magoon L.B. Dow W.G. The petroleum system- from source to trap. 1994, AAPG Memoir 60, Tulsa, p.325.
37. Pairazian V.V. A review of petroleum geochemistry of the Precaspian basin. Petroleum Geoscience., 1999. v.5, p.361-369.
38. Pairazian V.V. Petroleum geochemistry of the Timan-Pechora basin. First break. 1998, v.5, p. 1-7
39. Perrodon A. Petroleum systems: methods and applications. Journal of Petroleum Geology. 1992, v.15, №3, p.319-326.
40. Peters K.E., Fowler M.G. Applications of petroleum geochemistry to exploration and reservoir management. Organic geochemistry. 2002, №33, p. 5-36.
41. Ulmishek G and Masters C. Oil and gas resources estimated in former Soviet Union. Oil and gas Journal. 1993, №13, p. 59-61.

Пайразян Владимир Владимирович

Доктор геолого-минералогических наук, заведующий сектором Всероссийского Научно-Исследовательского Геологического Нефтяного Института (ВНИГНИ). Закончил Геологический факультет МГУ.

В 1964 году защитил кандидатскую диссертацию, а в 1989-докторскую.
С 1971 года старший научный сотрудник и заведующий отделом геохимии (с 1987г.) ВНИГНИ.

В последующие годы вел активную консультативную деятельность за рубежом: Республика Египет (1966-1970 г.), Республика Куба (1974-1977 г.), Республика Бангладеш (1984-1987 г.), Республика Италия (1992-2000 г.).
В период с 1993 по 1999 г. представлял Российскую Федерацию в техническом комитете Европейской Ассоциации Геологов Нефтяников (EAPG). Опубликовал более 80 научных работ, в том числе на английском, испанском и итальянском языке.
Научное направление исследований связано с изучением осадочных бассейнов различных геодинамических типов и оценки перспектив их нефтегазоносности.