

**ОЦЕНКА ПОТЕНЦИАЛЬНЫХ
РЕСУРСОВ УГЛЕВОДОРОДОВ
НА ОСНОВЕ МОДЕЛИРОВАНИЯ
ПРОЦЕССОВ ИХ ГЕНЕРАЦИИ,
МИГРАЦИИ И АККУМУЛЯЦИИ**

Недра

**Всероссийский нефтяной научно-исследовательский
геологоразведочный институт
(ВНИГРИ)**

**С.Г. Неручев, Т.К. Баженова, С.В. Смирнов,
О.А. Андреева, Л.И. Климова**

**ОЦЕНКА ПОТЕНЦИАЛЬНЫХ РЕСУРСОВ
УГЛЕВОДОРОДОВ
НА ОСНОВЕ МОДЕЛИРОВАНИЯ ПРОЦЕССОВ
ИХ ГЕНЕРАЦИИ, МИГРАЦИИ
И АККУМУЛЯЦИИ**

Недра

2006

Неручев С.Г., Баженова Т.К., Смирнов С.В., Андреева О.А., Климова Л.И. Оценка потенциальных ресурсов углеводородов на основе моделирования процессов их генерации, миграции и аккумуляции. СПб.: «Недра», 2006. – 364 с.

В книге обоснован российский вариант моделирования процессов генерации, миграции и аккумуляции нефти и газа, дающий возможность производить прогноз нефтегазонасыщенности с количественной оценкой ресурсов нефти и газа изучаемых объектов.

Книга предназначена для специалистов в области геологии и геохимии нефти и газа и может быть использована в качестве учебного пособия для студентов, обучающихся по специальности геология и геохимия нефти и газа.

Рецензент **Шиманский В.К.**

ОГЛАВЛЕНИЕ

Введение	6
Глава 1. Количественное моделирование генерации нефти и газа	10
1.1. Исходные эмпирические модели нефте- и газообразования	10
1.2. Балансовые уравнения для количественной оценки генерации нефти и газа при катагенезе ОБ пород	19
1.3. Количественные модели генерации нефти и газа в процесс катагенеза для основных типов ОБ пород	33
1.4. Расчет плотностей генерации и эмиграции нефти и газа и суммарных количеств генерированных и эмигрировавших углеводородов	39
Глава 2. Общая количественная модель генерационно-эмиграционных и пластовых углеводородных систем	43
2.1. Некоторые методические приемы по определению параметров и характеристике УВ систем	46
2.2. Характеристика УВ систем, образующихся и эмигрирующих из материнских пород с различными типами ОБ	53
2.3. Пластовые УВ системы месторождений углеводородов	69
2.4. Количественная модель УВ систем, основанная на массовых соотношениях газовых и нефтяных УВ	103

2.5. Частные модели углеводородных систем для Восточно-Сибирского и Тимано-Печорского бассейнов	108
2.6. Физические свойства углеводородных флюидов в пластовых условиях	140
2.6.1. Плотность углеводородных флюидов	141
2.6.2. Вязкость углеводородных флюидов	146
Глава 3. Количественное моделирование процессов миграции и аккумуляции нефти и газа	152
3.1. Механизм, пути и направления миграции нефти и газа при формировании месторождений	152
3.2. Определение скоростей миграции нефти и газа	161
3.3. Определение путевых миграционных потерь нефти и газа при формировании месторождений	175
3.4. Максимальные расстояния миграции нефти и газа, контролируемые потерями углеводородов на путях миграции	190
3.5. Моделирование и картирование латеральной миграции нефти и газа в коллекторах при формировании месторождений	212
Глава 4. Оценка потенциальных ресурсов нефти и газа на основе количественного моделирования процессов генерации, миграции и аккумуляции углеводородов	224
Глава 5. Опыт применения методов моделирования процессов генерации, миграции и аккумуляции нефти и газа для оценки ресурсов углеводородов в месторождениях осадочных бассейнов молодых и	

древних платформ	246
5.1. Моделирование формирования нефтяных и нефтегазовых месторождений с оценкой ресурсов углеводородов в условиях Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна	246
5.1.1. Зона Широтного Приобья	249
5.1.2. Северная зона Западно-Сибирского бассейна	276
5.2. Моделирование процессов миграции и аккумуляции углеводородов в условиях нефтегазоносных бассейнов древних платформ	300
Заключение	354
Литература	363

ВВЕДЕНИЕ

До последнего времени основным методом оценки потенциальных ресурсов углеводородов в России остается метод сравнительного геологического анализа оцениваемого геологического объекта с аналогичным хорошо изученным геологическим объектом, в котором в результате проведения поисково-разведочных работ выявлены все основные месторождения нефти и газа и оценены их запасы.

Для оценки потенциальных ресурсов нефти и газа на новый, слабо изученный геологический объект, по аналогии с хорошо изученным эталонным, распространяются такие характеристики, как средняя плотность запасов на 1 км^2 (или на 1 км^3 осадочных пород), или величина запасов углеводородов в расчете на осредненную структуру.

Поскольку не существует двух полностью тождественных геологических объектов и новый оцениваемый объект по ряду признаков всегда отличается от эталонного, а в ряде случаев вообще не имеет аналогов, оценка потенциальных ресурсов нефти и газа нового геологического объекта этим методом во многих случаях проводится с низкой вероятностью и точностью. К тому же оценка суммарных нелокализованных потенциальных ресурсов углеводородов нового геологического объекта по предполагаемой средней плотности запасов никого уже удовлетворить не может — необходимо оценивать

потенциальные ресурсы нефти и газа в конкретных локальных структурах выделенного лицензионного участка.

Основной целью данной работы явилось создание новой альтернативной и более обоснованной методики прогноза и оценки ресурсов углеводородов, основанной на количественном моделировании процессов генерации нефти и газа и формирования их месторождений в соответствии с основными положениями осадочно-миграционной теории образования нефти и газа и их месторождений.

Новая методика, использующая количественную информацию о процессах генерации, миграции и аккумуляции углеводородов не аналогичного, а непосредственно оцениваемого геологического объекта, представляется гораздо более обоснованной и эффективной.

Достижение основной цели исследований – создание новой методики определения потенциальных ресурсов углеводородов на основе моделирования процессов генерации нефти и газа и формирования их месторождений – потребовало рассмотрения и решения целого ряда частных задач нефтегазовой геологии и геохимии. В области генерации углеводородов – создания качественных эмпирических моделей нефте- и газообразования в процессе катагенеза органического вещества пород; балансовых уравнений для достаточно точной количественной оценки генерации нефти и газа; количественных моделей генерации нефти и газа для основных генетических типов ОВ

материнских пород; методов расчета плотностей генерации и эмиграции нефти и газа; суммарных количеств генерированных и эмигрировавших из материнских пород углеводородов.

На основе созданных количественных моделей генерации нефти и газа стало возможным создать впервые общую количественную модель генерационно-эмиграционных и пластовых углеводородных систем, которая характеризует их состав и свойства в пластовых условиях в широком диапазоне давлений и температур. Созданная количественная модель углеводородных систем дала возможность охарактеризовать физические свойства углеводородных флюидов в пластовых условиях, знание которых необходимо при изучении процессов миграции углеводородов и формирования их месторождений.

В области изучения миграции углеводородов и формирования их месторождений рассмотрены задачи по определению механизма, путей и направлений миграции нефти и газа, скоростей миграции углеводородов при формировании месторождений; максимальных расстояний миграции углеводородов, контролируемых их потерями на путях миграции; моделированию и картированию в ходе геологического времени процессов латеральной миграции и аккумуляции углеводородов в залежах: по определению потенциальных ресурсов нефти и газа, как региональных объектов, так и отдельных локальных ловушек.

В последней главе рассмотрен накопленный опыт использования методов моделирования процессов генерации, миграции и аккумуляции нефти и газа в месторождениях молодых и древних платформенных нефтегазоносных бассейнов, подтверждающий эффективность и достаточную точность оценки потенциальных ресурсов углеводородов этим методом.

Глава 1. КОЛИЧЕСТВЕННОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ГЕНЕРАЦИИ НЕФТИ И ГАЗА

1.1. Исходные эмпирические модели нефте- и газообразования

Разработке строгих количественных моделей генерации нефти и газа предшествовал длительный период экспериментального изучения закономерностей превращения основных типов ОВ в процессе катагенеза. Это позволило создать на основе многочисленных полученных данных эмпирические модели превращения битумоидных компонентов и основной нерастворимой части ОВ в процессе катагенеза.

Наиболее ярко проявляются процессы генерации нефтяных и газовых углеводородов в процессе катагенетического превращения сапропелевого ОВ, обладающего высоким потенциалом нефтеобразования (рис. 1.1).

В начале катагенеза сапропелевое ОВ содержит не более 1 – 3 % хлороформенного битумоида. К концу протокатагенеза его содержание несколько возрастает. Далее на грациях катагенеза $МК_1$ - $МК_2$ фиксируется многократное возрастание в ОВ концентрации генерирующегося битумоида – до 20 – 25 %. Но уже к началу градации $МК_3$ она снова быстро и значительно снижается, не превышая 4 – 5 %.

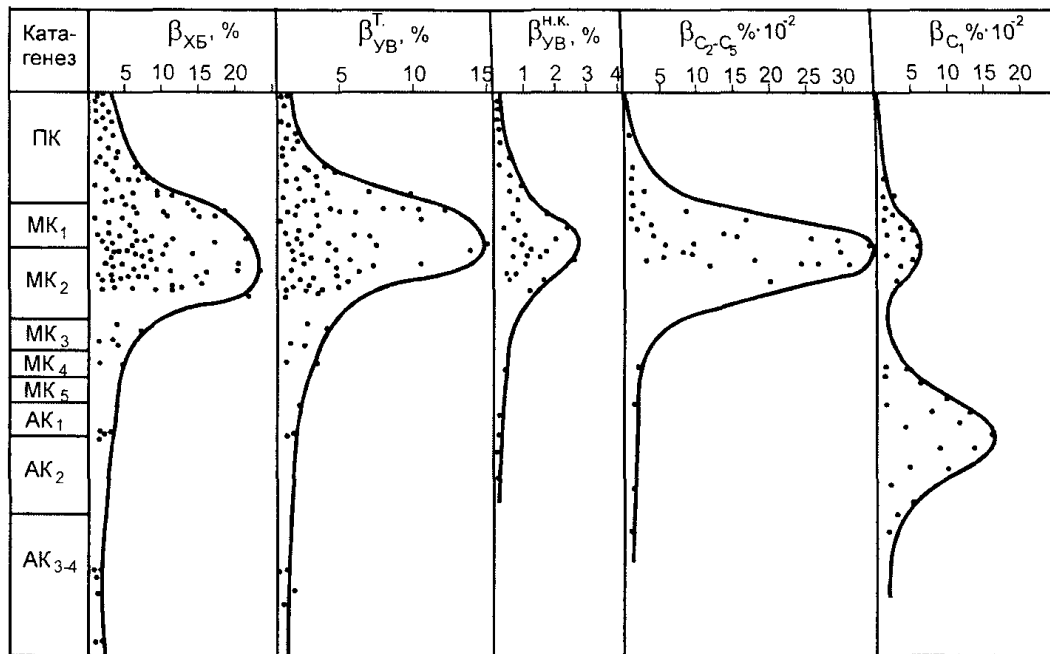


Рис.1.1. Изменение концентрации хлороформенного битумоида, высокомолекулярных нефтяных УВ, низкокипящих нефтяных УВ, гомологов метана и метана в процессе катагенеза сапропелевого ОВ

Точно так же ведут себя и входящие в состав битумоида высокомолекулярные нефтяные углеводороды ($t_{\text{кипения}} > 250^{\circ}\text{C}$). В начале катагенеза в ОВ их не более 1 %, а на максимуме генерации их концентрация возрастает до 15 %. При прекращении генерации и масштабной эмиграции их содержание резко снижается, не превышая 2 – 3 %. Низкокипящих нефтяных углеводородов (н.к. – 150°C) – бензиновых фракций нефти – в начале катагенеза в ОВ еще нет совсем. На максимуме генерации их количество достигает 2 – 3 % от массы ОВ, а затем при усилении эмиграции падает до минимума.

Возрастание в ОВ концентраций битумоида и входящих в его состав нефтяных углеводородов до максимума означает масштабную генерацию нефти, превышающую ее эмиграционные потери, а падение концентрации в ОВ – прекращение генерации нефти и возрастание до максимума ее эмиграционных потерь из материнских пород.

На грациях МК_1 - МК_2 одновременно с интенсивной генерацией нефти проявляется также и пик генерации свойственных нефти жирных УВ газов (C_2 - C_5) и незначительного количества метана.

Максимум генерации нефтяных УВ, в том числе бензиновых фракций нефти, а также гомологов метана, означает проявление на грациях катагенеза МК_1 - МК_2 главной фазы нефтеобразования (ГФН), осуществляющейся в результате масштабной деструкции полимерлипидных

компонентов ОВ. С возрастанием температуры и степени катагенеза ОВ направленно изменяется и состав генерирующихся нефтяных УВ, в них возрастает роль алкановых УВ, в том числе нормальных алканов, и снижается концентрация нафтеновых УВ, как в обычных нефтях.

На первоначальном этапе проявления ГФН генерация нефти превышает ее эмиграционные потери из материнских пород, а на заключительной – генерация нефти затухает и прекращается, а эмиграция ее из материнских пород достигает максимальной интенсивности.

На дальнейших этапах катагенеза ($МК_3$ - $АК_{3-4}$) прослеживается лишь дальнейшее истощение ОВ битумоидом, нефтяными углеводородами и гомологами метана, то есть генерации нефти больше не происходит в связи с исчерпанием нефтяного потенциала ОВ.

Однако метан ведет себя принципиально иначе. На грациях катагенеза $МК_5$ - $АК_2$ проявляется второй, более масштабный максимум его генерации, который соответствует выделяемой нами главной фазе газообразования (ГФГ).

Полученные на основе эмпирической модели данные о генерации нефти и УВ газа дают правильное представление о стадийности их образования, но не дают надежных сведений о количестве образующихся нефтяных и газовых УВ по двум причинам. Первая заключается в том, что эмпирические данные о количестве в ОВ битумоида и нефтяных УВ отражают общий итог двух противоположно

направленных и одновременно происходящих процессов – генерации и эмиграции УВ. Приведенные данные характеризуют не истинно генерированные, а оставшиеся после эмиграции ОВ количества битумоида, нефтяных УВ и УВ газов. И если о масштабах генерации наименее подвижного битумоида и высокомолекулярных УВ еще как-то можно приближенно судить по максимальным значениям (генерация битумоида – до 25 %, нефтяных УВ – до 18 % от массы ОВ на этапе мезокатагенеза), то о наиболее подвижных УВ газах, сохраняющихся в очень небольших количествах в закрытых порах материнских пород, и этого сказать нельзя, их остаточная концентрация в ОВ после эмиграции составляет порядка $20 - 30 \cdot 10^{-2} \%$.

Вторая причина заключается в том, что эмпирические данные о количестве в ОВ битумоида, нефтяных УВ и газообразных УВ определяется в каждом случае в расчете от массы ОВ на данной стадии катагенеза, принимаемой за 1, а на самом деле исходная масса ОВ значительно уменьшается с ростом катагенеза вследствие ее расхода на образование генерирующихся подвижных летучих продуктов.

Поэтому еще раз подчеркнем, что *эмпирическая модель дает правильную качественную картину генерации нефти и УВ газа, но не прямые количественные данные о их генерации*. Чтобы их получить, необходимо вводить поправки на эмиграцию и на потерю массы ОВ в процессе катагенеза, или использовать иные методы расчетов.

Генерация нефти, УВ газа и других летучих продуктов (CO_2 , H_2O , H_2S , NH_3) обуславливает соответствующую потерю массы исходного ОБ и приводит к эквивалентным изменениям его элементного химического состава в процессе катагенеза (рис. 1.2).

Этап протокатагенеза характеризуется повышением содержания углерода и уменьшением концентрации серы и, особенно, кислорода в ОБ. Концентрация водорода и азота остается почти неизменной. Судя по этим изменениям, главным продуктом генерации на этом этапе было летучее вещество с высоким содержанием кислорода и низким – углерода, то есть CO_2 (C – 27,2 %, O – 72,8 %), а генерация УВ была еще ничтожной.

На этапе проявления ГФН (градации катагенеза МК₁-МК₂) в нерастворимой части ОБ проявляется задержка роста и даже снижение содержания углерода, снижение концентрации водорода и относительное накопление гетерозлементов, особенно кислорода и серы. Следовательно, на этом этапе ОБ генерировало и теряло вещество с высоким содержанием углерода и водорода и низкой концентрацией гетерозлементов, т.е. нефть (C – 84 – 85 %, H – 13 – 14 %, O + N + S – 1 – 3 %). Это хорошо подтверждается максимумом содержания генерированного битумоида и нефтяных УВ в органическом веществе на тех же градациях катагенеза (рис. 1.1).

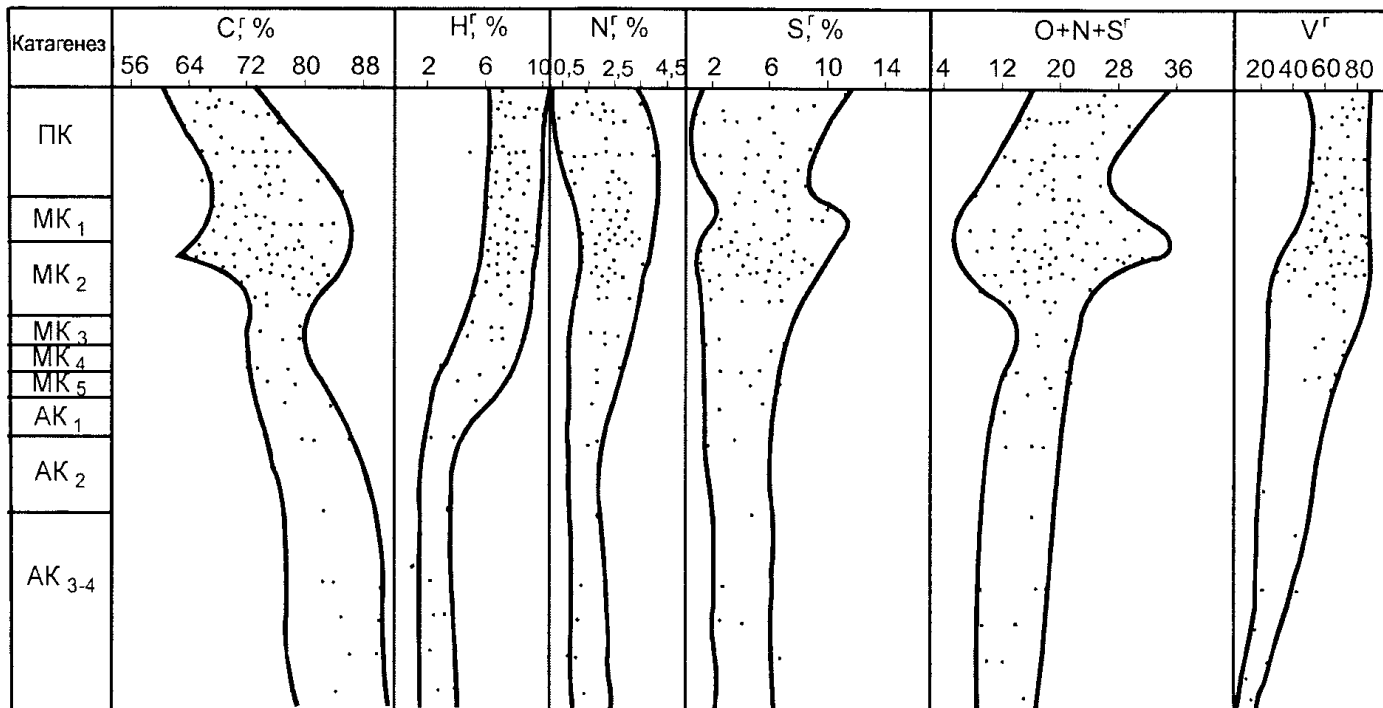


Рис. 1.2. Изменение элементного состава и выхода летучих продуктов в нерастворимой части сапропелевого ОВ в процессе катагенеза

Далее, на более высоких грациях катагенеза, возобновляется процесс обуглероживания нерастворимой части ОВ, сопровождающийся потерей водорода, азота, серы и кислорода, а также заметным падением выхода летучих веществ. На фоне этих направленных изменений резкой и значительной потерей водорода характеризуется нерастворимая часть ОВ на грациях катагенеза МК₄ - АК₂. Следовательно на этом этапе ОВ генерировало и теряло значительное количество летучего вещества с высокой концентрацией водорода, то есть метана (С – 75 %, Н – 25 %), что подтверждается максимумом концентрации генерированного метана в ОВ, сохранившегося в закрытых порах материнских пород (рис. 1.1). Таким образом, о проявлении ГФГ на грациях катагенеза МК₅ - АК₂ свидетельствуют как интенсивное падение содержания водорода в ОВ, так и максимум концентрации генерированного метана, сохранившегося в ОВ закрытых пор материнских пород.

Судить о количественной стороне метанообразования при проявлении ГФГ по этим данным не представляется возможным, поскольку после интенсивной эмиграции метана остается в закрытых порах совсем немного – не более $15 \cdot 10^{-2}$ % в расчете на остаточное ОВ. Впрочем, если принять, что $15 \cdot 10^{-2}$ % составляет всего 5 % от генерированного количества (потеряно 95 %), то генерация

метана могла составлять 3 % от массы сапропелевого ОВ, то есть достаточно большое количество.

Гумусовое органическое вещество, характеризующееся низким нефтегенерационным потенциалом, ведет себя в процессе катагенеза иначе, но все же последовательность его превращений имеет и заметные черты сходства с сапропелевым ОВ. В начале катагенеза оно содержит в среднем 0,2 % хлороформенного битумоида. На грациях катагенеза $МК_1$ - $МК_2$, как и у сапропелевого ОВ, концентрация генерированного битумоида достигает максимума, в среднем 1,5 % (против 25 % у сапропелевого ОВ). Максимальная концентрация остаточного генерированного метана, как и у сапропелевого ОВ, приурочена к грациям катагенеза $МК_5$ - $АК_{2-3}$. Интенсивное метанообразование гумусовым ОВ на этом этапе подтверждается также интенсивной потерей водорода из нерастворимой части ОВ – от 5 до 2,5 – 3 %. Так что стадийность генерации нефти и углеводородного газа гумусовым ОВ в принципе такая же, как у сапропелевого ОВ, но нефти оно генерирует многократно меньше, поскольку характеризуется исходно низким содержанием полимерлипидных компонентов.

Эмпирические модели превращения ОВ в процессе катагенеза характеризуют генерацию нефти и углеводородного газа только качественно, однако большое их значение заключается в том, что они служат исходным

материалом для проведения строгих количественных балансовых расчетов генерации нефти, углеводородного газа и других летучих продуктов, образующихся при термической деструкции ОБ материнских пород в процессе катагенеза.

1.2. Балансовые уравнения для количественной оценки генерации нефти и газа при катагенезе ОБ пород

Количественное моделирование процессов генерации нефти и газа является важнейшим элементом в общей системе моделирования формирования месторождений для прогноза их ресурсов и возможного фазового состояния углеводородов.

Методика моделирования процессов нефтегазообразования в разных научных школах развивалась по разным направлениям. В России развивались, в основном, балансовые методы расчетов, в меньшей мере — кинетические, получившие широкое распространение на западе.

На первом этапе (1960-е годы) были созданы эмпирические модели нефтеобразования, качественно описывающие возрастание содержания битумоида (нефтяных углеводородов) в органическом веществе в зависимости от глубины погружения, температуры или зрелости ОБ. Первые такие модели принадлежат

Е.С. Ларской (1964) и М. Луи (1966). В 1967 г. С.Г. Неручев показал впервые, что возрастание содержания битумоида в ОВ происходит только до определенной глубины (на грациях катагенеза $МК_1$ - $МК_2$), после чего снова снижается до минимума. Одновременно в битумоиде снижается содержание нефтяных углеводородов и относительно возрастает – асфальтово-смолистых веществ с высоким содержанием гетероэлементов, что вызывается возрастающей эмиграцией нефтяных углеводородов из материнских пород и затуханием процессов их генерации.

Такие модели дают приближенное, значительно искаженное представление о генерации нефти. Причина в том, что эмпирические данные о содержании битумоида (нефтяных УВ) в ОВ рассчитаны на каждом уровне глубины в % от остаточной, а не от исходной массы ОВ в начале катагенеза и не учтены количественно последствия эмиграции нефти из материнских пород. Теперь же известно, что эмигрировавшее количество нефти достигает 70 - 80% от исходного, а масса ОВ уменьшается к концу этого этапа вдвое.

Для получения истинной картины генерации нефти необходимо производить балансовые расчеты количества генерированной и эмигрировавшей нефти в долях от исходной массы органического вещества в начале катагенеза.

С.Г. Неручевым было установлено, что уменьшение содержания битумоида и нефтяных УВ в органическом веществе и обогащение остаточного битумоида гетероэлементами происходит вследствие эмиграции нефти. Такие изменения нарастают с ростом глубины погружения материнских пород, а на одной глубине – от центральной части слоя глинистых материнских пород к коллектору, в который происходила разгрузка нефтяных углеводородов.

О количестве эмигрировавшей нефти можно судить по величине коэффициента эмиграции, который определяется как отношение эмигрировавшей части битумоида (нефти) к исходному генерированному количеству: $K_{эм} = \beta_{эм}/\beta_{ген}$.

Материальный баланс элементов (компонентов) битумоида в исходном, остаточном и эмигрировавшем битумоидах выглядит следующим образом:

$$C_{исх} = C_{ост}(1-K_{эм}) + K_{эм}C_{эм}$$

$$H_{исх} = H_{ост}(1-K_{эм}) + K_{эм}H_{эм}$$

$$УВ_{исх} = УВ_{ост}(1-K_{эм}) + K_{эм}УВ_{эм},$$

откуда

$$K_{эм} = \frac{C_{исх} - C_{ост}}{C_{эм} - C_{ост}} = \frac{H_{исх} - H_{ост}}{H_{эм} - H_{ост}} = \frac{УВ_{исх} - УВ_{ост}}{УВ_{эм} - УВ_{ост}}, \quad (1.1)$$

где

$C_{исх}$, $C_{ост}$, $C_{эм}$ – концентрация углерода в исходном, остаточном и эмигрировавшем битумоидах;

$H_{исх}$, $H_{ост}$, $H_{эм}$ – концентрация водорода в исходном, остаточном и эмигрировавшем битумоидах;

$УВ_{исх}$, $УВ_{ост}$, $УВ_{эм}$ – концентрация нефтяных углеводородов в исходном, остаточном и эмигрировавшем битумоиде.

Баланс процесса генерации битумоида имеет следующий вид:

$$\beta_{ген} = \beta_{ост} + \beta_{эм} \quad (1.2)$$

Поскольку из определения $K_{эм}$ следует, что $\beta_{эм} = K_{эм} \beta_{ген}$, то

$$\beta_{ген} = \beta_{ост} / (1 - K_{эм}), \quad (1.3)$$

где

$\beta_{ген}$ – генерированное количество битумоида (микронепти) в % от массы ОВ на данной стадии катагенеза;

$\beta_{ост}$ – остаточное количество битумоида в % от массы ОВ на данной стадии, а

$K_{эм}$ – коэффициент эмиграции.

Таким образом, располагая данными о составе битумоида, можно для последовательных уровней глубин определить величины $K_{эм}$, а затем по величинам остаточных содержаний битумоида в ОВ определить генерированные и эмигрировавшие из материнских пород количества битумоида в расчете на массу остаточного органического вещества.

После этого необходимо определить генерированные и эмигрировавшие количества нефти в расчете на исходную массу ОВ.

Остаточная масса ОВ на любом этапе погружения (при учете расхода ОВ только на генерацию битумоида) может быть определена как

$$M_{\text{ост}}^{\circ} = 100 - \frac{100\beta_{\text{ген}}}{100 + \beta_{\text{ген}}^{\text{ст}}}, \quad (1.4)$$

где

$M_{\text{ост}}^{\circ}$ – остаточная масса ОВ, % от исходной,

$\beta_{\text{ген}}^{\text{ст}}$ - количество генерированного битумоида на данной стадии погружения, % от массы остаточного ОВ на данной стадии.

Тогда генерированное, остаточное и эмигрировавшее количества битумоидов на данной стадии погружения в расчете на исходную массу ОВ определяется

$$\beta_{\text{ген}}^{\circ} = \beta_{\text{ген}} \cdot M_{\text{ост}}^{\circ} \quad (1.5)$$

$$\beta_{\text{ост}}^{\circ} = \beta_{\text{ост}} \cdot M_{\text{ост}}^{\circ} \quad (1.6)$$

$$\beta_{\text{эм}}^{\circ} = \beta_{\text{эм}} \cdot M_{\text{ост}}^{\circ} \quad (1.7)$$

При наличии геохимических данных только о содержании битумоида ОВ и о составе битумоида этот метод может использоваться для количественного моделирования нефтеобразования. Но он дает лишь приближенные результаты, поскольку не учитывает расхода ОВ на образование других летучих продуктов (CH_4 , NH_3 , H_2S , CO_2). Опыт использования этого метода для расчета нефтеобразования органическим веществом баженовской свиты Западной Сибири показал вполне приемлемые

результаты. Генерация нефти оценена в 27 % от массы исходного органического вещества, тогда как при применении более совершенного балансового метода для такого же сапропелевого ОВ она была оценена нами в 28,2 %.

Более точные и более детальные результаты как по нефти- так и газообразованию могут быть получены при использовании балансовых моделей, созданных на основе изучения изменений элементного состава нерастворимой части органического вещества, которые происходят в процессе катагенеза.

Первая такого рода модель предложена В.А. Успенским для оценки газообразования при катагенетическом превращении органического вещества гумусовых углей (III тип керогена).

С учетом того, что гумусовые угли генерируют очень мало битумоида, в том числе нефтяных углеводородов, и они остаются, в основном, в сорбированном состоянии в углях, было принято, что эмигрировавшие продукты генерации состояли в основном из CH_4 , CO_2 , NH_3 , H_2S и H_2O . Для расчета количества генерирующихся летучих продуктов предложена система из 10 балансовых уравнений:

$$C_i = C_{i+1}M_{i+1} + C_{\text{ген}}[i - (i + 1)] \quad (1.8a)$$

$$H_i = H_{i+1}M_{i+1} + H_{\text{ген}}[i - (i + 1)] \quad (1.8b)$$

$$N_i = N_{i+1}M_{i+1} + N_{\text{ген}}[i - (i + 1)] \quad (1.8c)$$

$$S_i = S_{i+1}M_{i+1} + S_{\text{ген}}[i - (i + 1)] \quad (1.8d)$$

$$O_i = O_{i+1} M_{i+1} + O_{ген} [i - (i + 1)] \quad (1.8e)$$

$$C_{ген} = 12/44CO_2 + 12/16CH_4 \quad (1.9a)$$

$$H_{ген} = 2/18H_2O + 4/16CH_4 + 2/34H_2S + 3/17NH_3 \quad (1.9b)$$

$$N_{ген} = 14/17NH_3 \quad (1.9c)$$

$$S_{ген} = 32/34H_2S \quad (1.9d)$$

$$O_{ген} = 16/18H_2O + 32/44CO_2, \quad (1.9e)$$

где

C_i , H_i , N_i , S_i , O_i – концентрация углерода, водорода, азота, серы и кислорода в органическом веществе на i -стадии катагенеза;

C_{i+1} , H_{i+1} , N_{i+1} , S_{i+1} , O_{i+1} – концентрация углерода, водорода, азота, серы и кислорода в органическом веществе на следующей $i+1$ -стадии катагенеза;

M_{i+1} – остаточная масса ОБ на $i+1$ -стадии катагенеза.

Десять уравнений содержат 11 неизвестных: массы 5 элементов в продуктах генерации, массы 5 продуктов генерации и остаточную массу ОБ (M_{i+1}). При условии, что искомые величины не могут иметь отрицательных значений, возможные значения M_{i+1} можно определить как

$$M_{i+1} = \frac{M_{i+1}^{H_2O} + M_{i+1}^{CO_2} (M_{i+1}^{CH_4})}{2} \quad (1.10)$$

Определив остаточную массу ОБ, можно рассчитать количества генерированных продуктов. Корректность расчетов проверяется затем по дополнительному уравнению:

$$M_i = M_{i+1} + \sum(CO_2 + CH_4 + H_2O + H_2S + NH_3). \quad (1.11)$$

Опыт приведенных расчетов, проведенных на представительном материале, показал, что невязка невелика и не превышает 0,01 - 0,02 %.

Генерация битумоида гумусовым ОБ весьма незначительна (не более 1,6 %) и происходит в диапазоне R_0 0,3 - 0,57. Генерация CO_2 достигает 27,5 % и осуществляется в основном на ранней стадии зрелости ОБ (R_0 – 0,2 %). Генерация метана, имеющая для нас главное значение, достигает 15,3 %. На долю H_2O , H_2S и NH_3 в сумме приходится до 27,2 %.

Для балансовых расчетов генерации нефти, углеводородного газа, а также других летучих продуктов (CO_2 , H_2O , $NH_3(N_2)$, H_2S), образующихся при катагенетическом превращении сапропелевого ОБ, эта система балансовых уравнений использована быть не может.

Поэтому для сапропелевого ОБ с высоким нефтяным потенциалом С.Г. Неручевым разработана другая система балансовых уравнений.

Из уравнения, балансирующего выход летучих веществ на исходной и следующей стадии катагенеза следует, что

$$V_{исх}^r = (1 - \Delta M) \cdot V_{ост}^r + \Delta M \cdot V_{ген}^r, \quad (1.12)$$

где

$V_{исх}^r$ - выход летучих веществ из керогена на исходной стадии катагенеза;

$V_{\text{ост}}^r$ - выход летучих веществ из керогена на последующей стадии катагенеза;

$V_{\text{ген}}^r$ - содержание летучих веществ в образующихся продуктах (равное 100%);

ΔM – потеря массы ОВ на генерацию летучих продуктов от исходной до последующей стадии катагенеза.

Следовательно потерю массы ОВ на генерацию летучих продуктов можно определять из предыдущего уравнения как

$$\Delta M_i = \frac{V_{\text{исх}}^r - V_{\text{ост}}^r}{V_{\text{ген}}^r - V_{\text{ост}}^r}, \quad (1.13)$$

а остаточную массу ОВ после потери летучих продуктов как

$$M_{\text{ост } i} = 1 - \Delta M_i. \quad (1.14)$$

Масса химических элементов в исходном, остаточном органическом веществе и продуктах генерации балансируется как

$$C_{\text{исх}} = (1 - \Delta M_i)C_{\text{ост}} + \Delta M_i C_{\text{ген}} \quad (1.15a)$$

$$H_{\text{исх}} = (1 - \Delta M_i)H_{\text{ост}} + \Delta M_i H_{\text{ген}} \quad (1.15b)$$

$$N_{\text{исх}} = (1 - \Delta M_i)N_{\text{ост}} + \Delta M_i N_{\text{ген}} \quad (1.15c)$$

$$S_{\text{исх}} = (1 - \Delta M_i)S_{\text{ост}} + \Delta M_i S_{\text{ген}} \quad (1.15d)$$

$$O_{\text{исх}} = (1 - \Delta M_i)O_{\text{ост}} + \Delta M_i O_{\text{ген}} \quad (1.15e)$$

Исходя из этого, элементный состав продуктов генерации определяется как

$$C_{\text{ген}} = \frac{C_{\text{исх}} - C_{\text{ост}} + \Delta M_i C_{\text{ост}}}{\Delta M_i} \quad (1.16a)$$

$$H_{\text{ген}} = \frac{H_{\text{исх}} - H_{\text{ост}} + \Delta M_i H_{\text{ост}}}{\Delta M_i} \quad (1.16b)$$

$$N_{\text{ген}} = \frac{N_{\text{исх}} - N_{\text{ост}} + \Delta M_i N_{\text{ост}}}{\Delta M_i} \quad (1.16c)$$

$$S_{\text{ген}} = \frac{S_{\text{исх}} - S_{\text{ост}} + \Delta M_i S_{\text{ост}}}{\Delta M_i} \quad (1.16d)$$

$$O_{\text{ген}} = \frac{O_{\text{исх}} - O_{\text{ост}} + \Delta M_i O_{\text{ост}}}{\Delta M_i} \quad (1.16e)$$

Естественно, что в элементном составе генерирующихся продуктов

$$C_{\text{ген}} + H_{\text{ген}} + N_{\text{ген}} + S_{\text{ген}} + O_{\text{ген}} = 100\%. \quad (1.17)$$

Это уравнение позволяет проверить правильность проводимых расчетов элементного состава генерирующихся продуктов.

Суммарная масса элементов, входящих в состав генерирующихся продуктов, должна быть равна потере массы ОВ:

$$\Delta M_i = \Delta M_i \cdot C_{\text{ген}} + \Delta M_i \cdot H_{\text{ген}} + \Delta M_i \cdot N_{\text{ген}} + \Delta M_i \cdot S_{\text{ген}} + \Delta M_i \cdot O_{\text{ген}} \quad (1.18)$$

Найденный суммарный элементный состав генерирующихся веществ необходимо представить в виде набора основных генерирующихся продуктов: нефти, метана, его гомологов, CO_2 , H_2O , $\text{NH}_3(\text{N}_2)$, H_2S и других.

О преобладании того или иного продукта в их смеси можно судить даже по общему элементному составу. Содержание С - 83 – 85 %, Н - 10 – 13 %, О + N + S - 5 – 7 %

свидетельствует о преобладании в продуктах генерации на данном этапе катагенеза нефти; высокое содержание водорода (15 – 20 %) – о преобладании углеводородного газа, высокое содержание кислорода и низкое – углерода – о преобладании CO_2 (C – 27 %, O – 73 %).

Для распределения суммарного элементного состава генерирующегося продукта на основные компоненты его следует пересчитать на атомные соотношения: $\text{C}_n\text{H}_m\text{N}_o\text{S}_p\text{O}_q$. Элементный состав генерирующихся индивидуальных компонентов (нефти, УВ газа, двуокиси углерода, аммиака, сероводорода, воды и др.) известен.

Способом перебора возможных сочетаний суммарный элементный состав генерирующегося продукта может быть представлен в виде набора основных компонентов. Вариант распределения, достигающий наилучшей сбалансированности системы, следует принять как наиболее достоверный.

Рассмотрим это на конкретном примере. В начале протокатагенеза сапропелевое ОБ характеризуется следующим составом: $\text{C}_{\text{исх}} - 51,08 \%$, $\text{H}_{\text{исх}} - 6,27 \%$, $\text{N}_{\text{исх}} - 4,42 \%$, $\text{S}_{\text{исх}} - 3,38 \%$, $\text{O}_{\text{исх}} - 26,85 \%$, $\text{V}_{\text{исх}}^f - 79,46 \%$.

В конце рассматриваемого этапа ОБ содержит $\text{C}_{\text{ост}} - 72,97 \%$, $\text{H}_{\text{ост}} - 7,12 \%$, $\text{N}_{\text{ост}} - 1,57 \%$, $\text{S}_{\text{ост}} - 3,22 \%$, $\text{O}_{\text{ост}} - 15,12 \%$, $\text{V}_{\text{ост}}^f - 72,32 \%$.

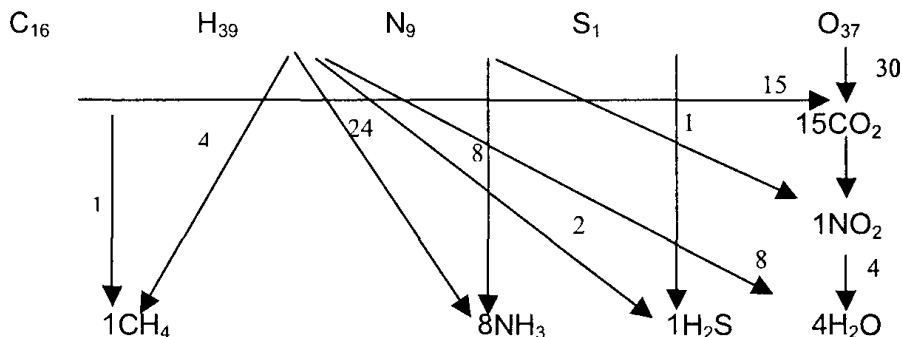
Потеря массы ОВ на генерацию летучих продуктов определяется как $\Delta M = \frac{79,46 - 72,32}{100 - 72,32} = 0,257$ или 25,7 % от массы исходного ОВ.

Расчет по приведенным ранее формулам показал, что суммарный элементный состав генерирующихся продуктов был следующим:

$C_{ген} = 19,54$; $H_{ген} = 3,85$; $N_{ген} = 12,54$; $S_{ген} = 3,83$; $O_{ген} = 60,23$;
 $\Sigma = 99,99$ %.

В атомных соотношениях суммарный состав генерирующихся продуктов может быть представлен округленно как $C_{16}H_{39}N_9S_1O_{37}$.

Схема распределения химических элементов при их эквивалентном взаимодействии с образованием индивидуальных компонентов выглядит следующим образом:



Наилучшим образом балансирующийся вариант отвечает следующему набору индивидуальных веществ:



Последний член (ОН) является невязкой расчета – не хватает одного атома водорода для образования молекулы воды.

Такие расчеты ведутся для небольших выбранных интервалов глубин (катагенеза). На каждом предыдущем уровне масса ОБ условно принимается за 1 (100 %) и количество генерирующихся продуктов рассчитывается от нее. Затем результаты постадийных расчетов пересчитываются в долях (процентах) от исходной массы ОБ на нулевом уровне катагенеза.

В связи с более широким использованием в последние годы в практике геохимических исследований пиролитического метода Rock-Eval нами разработана методика создания балансовых количественных методов оценки нефтеобразования на основе данных Rock-Eval.

Водородный индекс HI ($\text{S}_2/\text{C}_{\text{орг}}$) характеризует, как считается, нефтяной потенциал керогена. Но, строго говоря, HI не нефтяной, а нефтегазогенерационный потенциал ОБ, хотя на умеренных стадиях зрелости ОБ (до R_0 0,85%) он отвечает, в основном, нефтяному потенциалу.

Согласно балансу веществ, следует:

$$\text{HI}_0 = (1 - \Delta M_{\text{ген}}^{\text{o-i}}) \cdot \text{HI}_i + \Delta M_{\text{ген}}^{\text{o-i}} \cdot \text{HI}_{\text{ген}}^{\text{o-i}} \quad (1.19)$$

Из этого следует, что потеря массы керогена на генерацию УВ равна

$$\Delta M_{\text{ген}}^{0-i} = \frac{HI_0 - HI_i}{HI_{\text{ген}} - HI_i}, \quad (1.20)$$

а остаточная масса керогена будет равна

$$M_{\text{ост}}^i = 1 - \Delta M_{\text{ген}}^{0-i}. \quad (1.21)$$

Определяемая по данным Rock-Eval остаточная масса керогена не совсем соответствует истинной, поскольку учитывается потеря массы ОВ только на генерацию углеводородов, а она частично расходуется и на образование неуглеводородных продуктов. Полная потеря массы ОВ может быть определена только по данным об изменении выхода летучих веществ, как показано ранее.

По коллекции образцов материнских пород с керогеном II типа (100 образцов) в диапазоне катагенеза R_0 0,4 - 3,5 % были проведены расчеты генерации нефти двумя методами – по элементному составу ОВ и по данным Rock-Eval.

Генерация жидких и газообразных углеводородов, рассчитанная по элементному составу ОВ, оказалась равной 63,5 %, а по данным Rock-Eval – несколько меньшей – 58,9 %. Как видим, результаты довольно близки. Поэтому балансовые расчеты генерации нефти по данным Rock-Eval, хотя и менее точны, но при отсутствии данных об элементном составе ОВ все же могут использоваться для приближенной оценки нефтеобразования.

Для приближенной оценки нефте(газо)образования мы рекомендуем также использовать, при отсутствии более

детальных данных об элементном составе ОВ, величины отношений Н/С.

По условиям материального баланса, если принять, что весь водород расходуется на образование углеводородов, справедливо равенство:

$$(H/C)_{исх} = (1 - \Delta M_{УВ}^{ген}) \cdot (H/C)_{ост} + \Delta M_{УВ}^{ген} \cdot (H/C)_{УВ}, \quad (1.22)$$

откуда генерированное количество углеводородов в долях от массы исходного ОВ будет равно

$$\Delta M_{УВ}^{ген} = \frac{(H/C)_{исх} - (H/C)_{ост}}{(H/C)_{УВ} - (H/C)_{ост}}. \quad (1.23)$$

При расчете на нефть $(H/C)_{УВ}$ принимается равным 2, а при расчете на метан – 4.

1.3. Количественные модели генерации нефти и газа в процессе катагенеза для основных типов ОВ пород

При наличии систематических данных по элементному составу ОВ нефтегазоматеринских пород на последовательных этапах катагенеза количественная модель генерации нефти и газа в принципе может быть создана для любой нефтегазопроизводящей толщи любого изучаемого нефтегазоносного бассейна. Однако для этого требуется огромный объем детальных геохимических исследований органического вещества, что возможно осуществить при наличии представительно отобранного керна только в течение многих лет.

Поэтому мы пошли по другому пути – создания количественных моделей генерации нефти и газа для основных генетических типов органического вещества, которые могут быть использованы в качестве основы для оценки нефтегазообразования в любом изучаемом нефтегазоносном бассейне. Для применения этих моделей необходимо иметь информацию о генетическом типе ОВ в конкретном изучаемом объекте и данные о степени катагенеза ОВ в нем.

При создании балансовых количественных моделей нефтегазообразования нами использованы результаты многолетних детальных геохимических исследований органического вещества нефтегазоматеринских пород Волго-Уральской, Западно-Сибирской, Восточно-Сибирской нефтегазоносных областей и других регионов России.

Генерализованные количественные модели генерации нефти, УВ газа и других летучих продуктов созданы для сапропелевого типа ОВ, для гумусового типа ОВ, а также для оксисорбосапропелевого ОВ низких концентраций.

Наиболее высоким нефтематеринским потенциалом характеризуется сапропелевое ОВ (I - II типы керогена по западной терминологии). Все необходимые данные о генерации нефти, УВ газа и других летучих продуктов сапропелевым ОВ приведены в табл. 1.1.

Таблица 1.1

Генерация нефти, УВ газа и других летучих продуктов сапропелевым ОВ

катагенез		C ^r %	M _{ост} %	Генерация, % вес. от исходной массы ОВ						
R _a %	Начало градации			нефть	УВ газ	CO ₂	H ₂ S	NH ₃ - N ₂	H ₂ O	Σпр. ген.+ +M _{ост}
6,0	ПК	58,9	100	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	100
7,1	МК ₁	71,0	69,09	0,0	0,91	24,35	0,35	4,21	1,10	100,01
7,6	МК ₂	76,5	54,0	8,2	0,91	29,60	1,45	4,60	1,25	100,01
8,4	МК ₃	78,6	32,5	28,24	1,33	29,60	2,25	4,60	1,50	100,02
9,0	МК ₄	82,2	27,0	28,24	4,00	31,80	2,55	4,80	1,70	100,09
10,0	МК ₅	81,5	25,5	28,24	4,50	32,70	2,60	4,80	1,70	100,04
10,9	АК ₁	81,3	24,3	28,24	4,80	33,30	2,65	4,91	1,80	100,00
12,0	АК ₂	84,3	22,0	28,24	6,30	33,45	2,95	4,95	2,10	99,99
13,0	АК ₃	88,2	20,5	28,24	6,70	34,15	3,25	5,00	2,20	100,04
17,0	АК ₄	94,5	19,0	28,24	7,20	34,50	3,40	5,00	2,65	99,99
Графит		100	17,52	28,24	7,55	34,95	3,50	5,10	3,15	100,01

Из нее следует, что на этапе протокатагенеза (R_a 6,0 - 7,1) генерация нефти не происходит, а генерация УВ газа весьма незначительна – 0,9 % от массы исходного ОВ.

В начале градации $МК_1$ генерация нефти сапропелевым ОВ также незначительная, но к началу градации $МК_2$ достигает уже 8,2 % от исходной массы ОВ.

Преобладающая часть нефти (70 %) образуется при термической деструкции сапропелевого ОВ на градации катагенеза $МК_2$ и достигает к началу градации $МК_3$ 28,24 % от исходной массы ОВ в начале катагенеза. Это так называемая главная фаза нефтеобразования. Генерация УВ газа на этапе интенсивного нефтеобразования весьма незначительна.

На более высоких грациях катагенеза (от $МК_3$ до конца апокатагенеза) генерация нефти уже не происходит совершенно, но активизируется процесс образования углеводородного газа, в составе которого преобладает метан. Проявляется главная фаза газообразования. На градации $МК_3$ генерация УВ газа составляет 2,67% от исходной массы ОВ, к концу мезокатагенеза достигает 4,5%, а к концу апокатагенеза – 7,5% от исходной массы ОВ. Как видим, от 70 до 80% УВ газа образуется после завершения нефтеобразования, во время проявления главной фазы газообразования.

Гумусовое ОВ обладает низким нефтематеринским потенциалом (табл. 1.2).

Таблица 1.2

Генерация нефти, УВ газа и других летучих продуктов гумусовым ОБ

катагенез		C ^г %	M _{ост} %	Генерация, % вес. от исходной массы ОБ						
R _a %	Начало градации			нефть	УВ газ	CO ₂	H ₂ S	NH ₃ - N ₂	H ₂ O	Σпр.ген.+ +M _{ост}
6,0	ПК	58,9	100	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	100
7,1	МК ₁	76,0	78,45	0,60	1,55	16,15	0,80	0,15	2,30	100
7,6	МК ₂	79,4	71,36	1,64	2,35	20,00	0,85	0,30	3,50	100
8,4	МК ₃	84,8	63,41	1,64	3,03	25,80	1,52	0,35	4,25	100
9,0	МК ₄	88,3	60,26	1,64	4,15	26,40	1,65	0,40	5,50	100
10,0	МК ₅	90,0	58,36	1,64	4,85	26,40	1,65	0,68	6,49	100,07
10,9	АК ₁	90,6	57,16	1,64	5,70	26,40	1,65	0,70	6,65	100
12,0	АК ₂	91,6	55,21	1,64	7,75	26,40	1,65	0,70	6,65	100,00
13,0	АК ₃	93,5	52,76	1,64	8,85	27,20	1,80	1,00	6,75	100,00
17,0	АК ₄	94,8	50,41	1,64	10,50	27,50	2,00	1,10	6,95	100,00
Графит		100	44,17	1,64	15,27	27,50	2,54	1,75	7,12	99,99

К началу градации $МК_1$ генерация нефти не превышает 0,6 %, к концу градации $МК_2$ не более 1,64 % от исходной массы ОВ в начале катагенеза, а на более высоких градациях катагенеза совсем прекращается. Слабая генерация нефти гумусовым ОВ на градациях $МК_1$ - $МК_2$ является аналогом главной фазы нефтеобразования, которая наиболее ярко проявляется при катагенезе сапропелевого ОВ. УВ газ генерируется гумусовым ОВ на всех этапах катагенеза, но неравномерно. В протокатагенезе образуется 1,55 % УВ газа, на этапе проявления главной фазы нефтеобразования – всего 0,8% от исходной массы ОВ в начале катагенеза. Далее генерация УВ газа активизируется, проявляется главная фаза газообразования. К концу мезокатагенеза образуется 5,7 %, а к концу апокатагенеза – 15,27 % УВ газа от исходной массы ОВ. Таким образом преобладающая часть УВ газа (> 80 %) образуется во время проявления главной фазы газообразования, после слабого проявления ГФН.

Часто в материнских породах содержится не чисто сапропелевое или чисто гумусовое ОВ, а смешанные формы сапропелево-гумусового и гумусово-сапропелевого ОВ. Зная соотношение сапропелевых и гумусовых компонентов в ОВ изучаемого геологического объекта и используя данные табл. 1.1 и 1.2, можно рассчитать для любого ОВ смешанного состава количества образующейся нефти и УВ газа

пропорционально количеству сапропелевых и гумусовых компонентов.

В табл. 1.3 приведены данные по генерации нефти и газа окисорбосапропелевым ОВ низких концентраций.

Интенсивное окисление ОВ на стадии диагенеза существенно понизило его нефтематеринский потенциал. Генерация нефти от начала градации МК₁ до конца градации катагенеза МК₂ для этого типа ОВ составляет всего 6,25 % (против 28,24 % у сапропелевого ОВ). Генерация УВ газа несколько выше, чем у сапропелевого ОВ и на градации АК₂ достигает 10,56 % от исходной массы ОВ в начале катагенеза.

1.4. Расчет плотностей генерации и эмиграции нефти и газа и суммарных количеств генерированных и эмигрировавших углеводородов

Знание генетического типа ОВ, концентрации $C_{орг}$, степени катагенеза ОВ в изучаемых нефтегазоматеринских породах и их мощности дает возможность определить плотность генерации нефти и газа.

Плотность генерации нефти рассчитывается (в т/км²) как

$$q_n^{ген} = \frac{C_{орг} \cdot \rho_{мп} \cdot h_{мп} \cdot K_n^{ген} \cdot 10^6}{C^r \cdot M_{ост}}, \quad (1.24)$$

где

$C_{орг}$ – содержание углерода в породе;

Таблица 1.3

**Генерация нефти, УВ газа и других летучих продуктов
оксисорбосапропелевым ОВ низких концентраций**

катагенез		C ^r %	M _{ост} %	Генерация, % вес. от исходного ОВ			
R _a %	Начало градации			нефть	УВ газ	CO ₂	H ₂ S
6,5	ПК ₂	76,5	100	0,0	0,0	0,0	0,0
7,1	МК ₁	78,0	93,37	0,55	0,90	0,95	0,97
7,6	МК ₂	80,0	81,74	4,33	3,91	1,98	1,85
8,4	МК ₃	80,0	70,39	6,25	5,12	2,43	2,98
9,0	МК ₄	81,6	69,01	6,25	5,28	2,44	4,68
10,0	МК ₅	83,0	66,69	6,25	6,28	2,72	5,12
10,9	АК ₁	85,0	64,96	6,25	8,12	3,15	5,66
12,0	АК ₂	87,0	60,44	6,25	9,66	3,65	6,05
13,0	АК ₃	88,0	58,94	6,25	10,56	3,78	6,30

$\rho_{\text{мп}}$ – плотность материнских пород;

$h_{\text{мп}}$ – мощность материнских пород;

$K_{\text{г}}^{\text{ген}}$ – коэффициент генерации нефти;

$C^{\text{г}}$ – содержание углерода в ОВ на данной стадии катагенеза;

$M_{\text{ост}}$ – остаточная масса ОВ.

Плотность генерации углеводородного газа (в $\text{нм}^3/\text{км}^2$) рассчитывается как

$$q_{\text{г}}^{\text{ген}} = \frac{C_{\text{орг}} \cdot \rho_{\text{мп}} \cdot h_{\text{мп}} \cdot K_{\text{г}}^{\text{ген}} \cdot 10^9}{C^{\text{г}} \cdot M_{\text{ост}}}, \quad (1.25)$$

где

$K_{\text{г}}^{\text{ген}}$ – коэффициент генерации УВ газа.

Суммарное количество нефти, образовавшейся в изучаемых нефтематеринских отложениях, определяется как

$$Q_{\text{н}}^{\text{ген}} = q_{\text{н}}^{\text{ген}} \cdot S_{\text{нмп}}, \quad (1.26)$$

где

$Q_{\text{н}}^{\text{ген}}$ – суммарное количество генерированной нефти;

$q_{\text{н}}^{\text{ген}}$ – плотность генерации нефти;

$S_{\text{нмп}}$ – площадь распространения нефтематеринских пород.

Суммарное количество углеводородного газа, образовавшегося в изучаемых нефтегазоматеринских отложениях, определяется как

$$Q_{\text{г}}^{\text{ген}} = q_{\text{г}}^{\text{ген}} \cdot S_{\text{гмп}}, \quad (1.27)$$

где

$Q^{\text{ген}}_r$ – суммарное количество генерировавшегося УВ газа;

$q^{\text{ген}}_r$ – плотность генерации УВ газа;

$S_{\text{гмп}}$ – площадь распространения газоматеринских пород.

Глава 2. ОБЩАЯ КОЛИЧЕСТВЕННАЯ МОДЕЛЬ ГЕНЕРАЦИОННО-ЭМИГРАЦИОННЫХ И ПЛАСТОВЫХ УГЛЕВОДОРОДНЫХ СИСТЕМ

Одни специалисты в нефтяной геологии изучают генерацию нефти и газа и эмиграцию образовавшихся углеводородов из материнских пород; другие специализируются на изучении нефтей, третьи – на изучении газоконденсатов и газов.

В каждой из этих областей приняты свои специфические характеристики изучаемых углеводородных флюидов. Так специалисты, изучающие генерацию и эмиграцию нефти и газа из материнских пород, определяют их количества в весовых долях от исходной массы ОВ и характеризуют состав образовавшихся нефтяных УВ и газов.

Специалисты, занятые изучением нефтей, характеризуют их плотностью, фракционным и углеводородным составом, величиной газового фактора (обычно $\text{м}^3/\text{т}$), определяемого в стандартных условиях на поверхности; составом растворенного газа. Реже, в основном в нефтепромысловой практике, используются характеристики, получаемые при изучении пластовых нефтей.

Специалисты, занятые изучением газоконденсатов, характеризуют их величиной конденсатного фактора,

2.1. Некоторые методические приемы по определению параметров и характеристике УВ систем

Для определения показателей углеводородных систем (газонасыщенности, объемной доли нефтяных (газовых) УВ в системе, конденсатного фактора) эмигрировавшие весовые количества нефти и газа пересчитывались в объемные с учетом температур и давлений от величин, свойственных зонам генерации УВ, до поверхности.

При этом было принято, что чистая нефть без растворенного газа практически несжимаема и характеризуется средней плотностью $0,8 \text{ т/м}^3$ во всем диапазоне глубин, если, конечно, не происходило ее вторичных изменений вследствие гипергенеза и других причин.

В идеале это, конечно, не совсем точно – при возрастании давления объем нефти несколько уменьшается, а при увеличении температуры – возрастает. Однако дегазированная нефть характеризуется очень низким коэффициентом сжимаемости – порядка $(4-7) \cdot 10^{-10} \text{ Па}^{-1}$ [2]. Коэффициент термического расширения дегазированной нефти также невелик – $(9-18) \cdot 10^{-4} \text{ 1/}^\circ\text{C}$ [2]. С возрастанием глубины рост давления ведет к незначительному сжатию нефти, а одновременный рост температуры – к ее расширению. Учитывая это, можно считать, что объем и

плотность нефти во всем диапазоне глубин практически не изменяются.

Что касается газа, то тут картина принципиально иная – объем и плотность газа значительно, многократно изменяются в зависимости от состава газа, температуры и давления.

Плотность газа при соответствующих P и T рассчитывалась в соответствии с формулой Менделеева-Клайперона как

$$\rho_r^{пл} = \frac{M \cdot P}{8,317 (T + 273)} \quad (2.1)$$

а объем газа определялся равным

$$V_r^{пл} = \frac{Q_r}{\rho_r^{пл}} \quad (2.2)$$

где

M – молекулярный вес газа;

P – пластовое давление, МПа;

T – пластовая температура, $^{\circ}\text{C}$;

Q_r – масса газа, т.

Вопрос о точности расчетов по определению объемов газа в пластовых условиях имеет важное значение. Необходимо знать насколько расчетные данные соответствуют истинным. Для выяснения этого вопроса расчетные величины объемов газа в пластовых условиях по серии проб были сопоставлены с фактическими величинами, определяемыми экспериментально на установках P - V - T .

Оказалось (рис. 2.1), что между расчетными данными и фактическими даже на глубине 4 - 5 км существует устойчивая прямая связь. Расчетные величины объемов газа оказались систематически ниже фактических значений в среднем на 20 %, что для таких общих построений, по нашему мнению, вполне приемлемо.

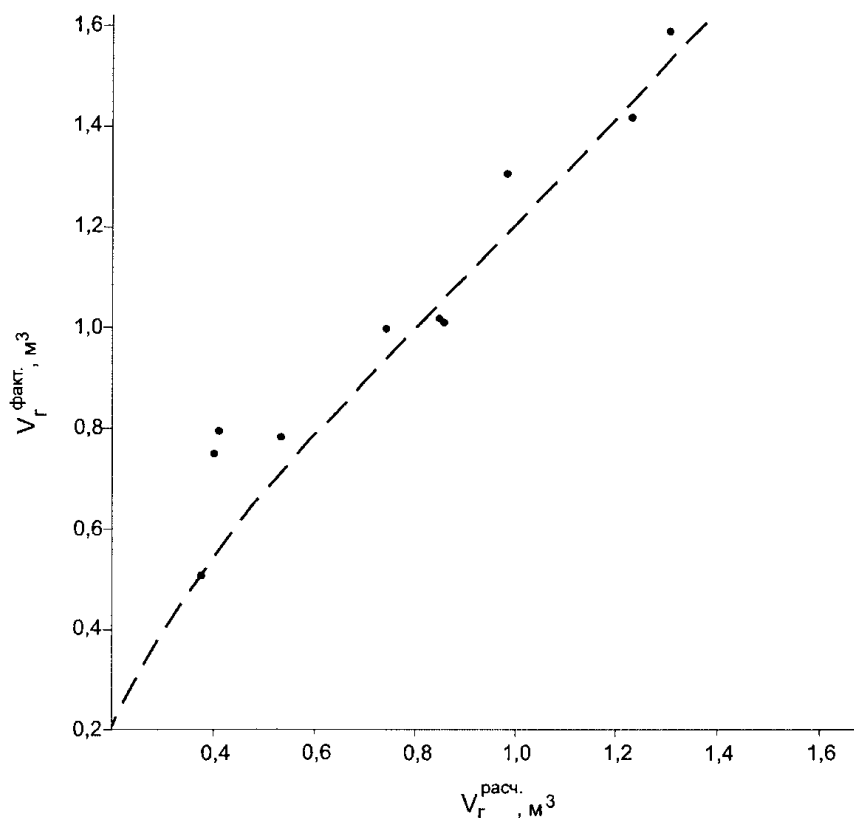


Рис. 2.1. Соотношение между экспериментально определяемыми и расчетными значениями объема газа в пластовых условиях на глубинах 3,8 – 5,0 км

Состав газа, генерируемого сапропелевым веществом, на этапе мезокатагенеза принимался в соответствии с экспериментальными данными следующим (вес. %): $N_2 - 0,36$; $CO_2 - 0,57$; $CH_4 - 49,70$; $C_2H_6 - 16,82$; $C_3 - 15,19$; $C_4 - 10,51$; $C_5 - 6,83$, молекулярный вес около 30. На этапе апокатагенеза состав газа принимался таким же, как для гумусового ОВ (вес.%): $N_2 - 0,36$; $CO_2 - 0,5$; $CH_4 - 95,00$; $C_2H_6 - 2,5$; $C_3 - 1,6$; $C_4 - 0,04$; $C_5 - 0,0$, молекулярный вес около 20.

Для смешанного типа ОВ состав газа был принят средним между ними с молекулярным весом около 25. С учетом объемов газа и нефти при данных P и T рассчитывалась газонасыщенность системы в m^3 газа на $1 m^3$ нефти и объемная доля нефти (газа) в углеводородной системе (в % об.).

Как известно, при растворении газа в нефти объем ее увеличивается. Суммарный объем нефти и газа, растворяющегося в ней, при данных P и T определялся как $V_{н+г} = 1 + V_g$.

По принятому в химии методу, возрастание объема раствора определяется суммарной массой растворителя и растворенного вещества, отнесенной к средней плотности растворителя и растворенного вещества. В нашем случае:

$$1V_n + V_{гг} = \frac{Q_n + Q_g}{\rho_n^{пл} + \rho_g(1-n)} \quad (2.3)$$

где

$1V_n + V_{гг}$ – объем нефти с растворенным газом,

Q_n – масса единичного объема нефти,

Q_r – масса растворившегося газа,

ρ_n – плотность нефти,

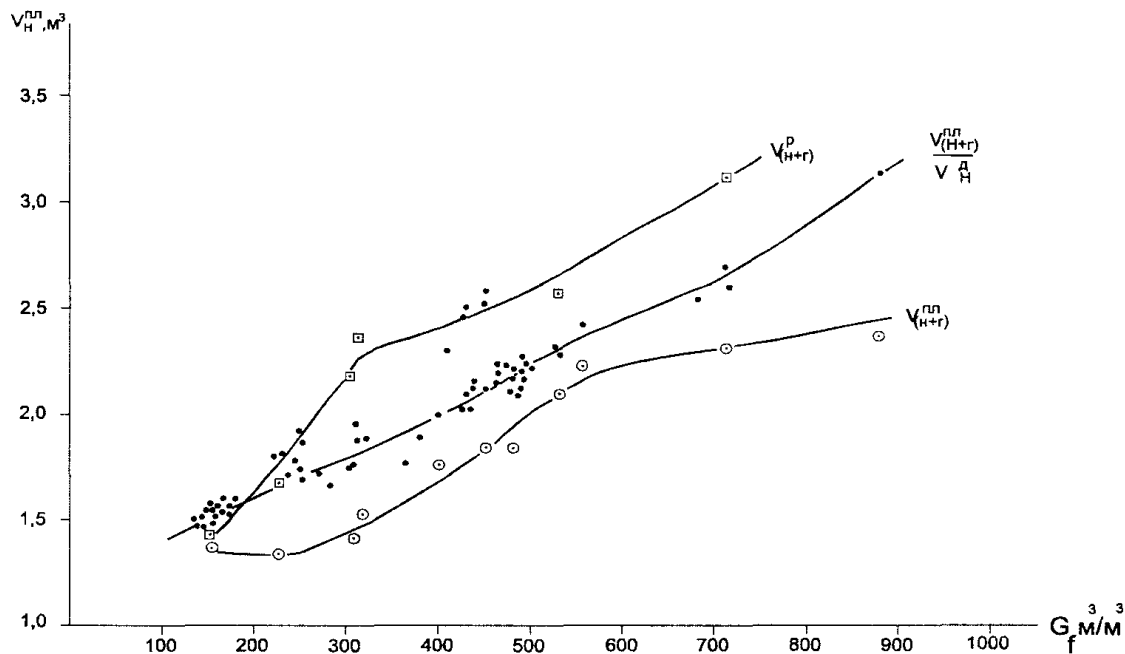
ρ_r – плотность газа,

n – весовая доля нефти в растворе.

В нефтепромысловой практике увеличение объема нефти при растворении в ней газа (объемный коэффициент) определяется экспериментально на установке PVT по отношению объема пластовой нефти с растворенным газом к объему дегазированной нефти.

Правомочность рассмотренных подходов по оценке увеличения объема нефти при растворении в ней газа следует из сопоставления результатов, полученных с использованием всех трех способов (рис. 2.2). На рис. хорошо видно возрастание объема нефти с растворенным газом в зависимости от величины газового фактора нефти. Естественно, что чем больше газовый фактор, тем больше должен увеличиваться объем нефти с растворенным в ней газом.

Суммарный объем нефти и растворяющегося в ней в пластовых условиях газа по расчетным данным возрастает при увеличении газового фактора на минимальном уровне (рис. 2.2). Это вполне понятно – расчетные значения объема газа в пластовых условиях оказались систематически несколько меньше фактических, определяемых на установках PVT.



- - отношение объема пластовой нефти с растворенным газом к объему дегазированной нефти (объемный коэффициент); • - расчетный суммарный объем нефти и газа при соответствующих РТ;
 □ - расчетный суммарный объем нефти с растворенным газом по массе и средней плотности флюида

Рис. 2.2. Увеличение объема нефти в пластовых условиях в зависимости от газового фактора

Величина суммарного объема нефти с растворенным в ней газом, определенная по принятому в химии способу, возрастает на максимальном уровне, а величины экспериментально определяемых объемных коэффициентов – на среднем между ними уровне.

Расчеты по увеличению объема нефти при растворении в ней газа производились в каждом случае, естественно, с учетом конкретного состава газа, его молекулярного веса и плотности при соответствующих давлениях и температурах.

Газонасыщенность углеводородной системы в м^3 газа на 1 м^3 нефти при соответствующих P и T является не только удобным сопоставимым показателем различных углеводородных систем, но и дает возможность приближенно оценить возрастание объема нефти при растворении в ней газа.

После этих предварительных методических соображений перейдем непосредственно к характеристике углеводородных систем, генерируемых различными типами органического вещества материнских пород, используя, в основном, такие обобщенные показатели как газонасыщенность и объемная доля нефти (газа) в углеводородной системе при соответствующих давлениях и температурах.

2.2. Характеристика УВ систем, образующихся и эмигрирующих из материнских пород с различными типами ОВ

Расчетные характеристики углеводородов, образующихся и эмигрирующих из материнских пород с разными типами органического вещества приведены в табл. 2.1.

Построенные на основе этих данных рис. 2.3 и 2.4 наглядно иллюстрируют закономерное изменение показателей углеводородных систем, эмигрирующих из материнских пород в коллектора на последовательных этапах процесса нефтегазообразования.

В системе углеводородов, эмигрирующих из материнских пород с сапропелевым органическим веществом, газосодержание в пластовых условиях к началу градации катагенеза МК₁ довольно высокое – 3,85 м³/м³ нефтяных УВ, то есть явно преобладает газ. Объемная доля нефти в системе 20,6 %. В стандартных условиях на поверхности этой системе соответствует нефть с высоким газовым фактором, порядка 728 м³/м³ (900 м³/т). Но таких нефтей эмигрирует очень мало, не более 1,8% от общего количества нефти, образующейся в материнских породах с сапропелевым ОВ. И вряд ли они образуют самостоятельные скопления.

Характеристика УВ продуктов генерации

Глубина погружения, км	Начало градации катагенеза	Температура, °С	Пластовые давления, Мпа	Суммарная генерация нефти, т/т ОВ	Коэффициент эмиграции	Эмиграция нефти на этапе, т/т ОВ	Суммарная генерация газа, т/т ОВ
сапропелевое ОВ							
1,8	МК ₁	70	18	0,05	0,010	0,005	0,0045
2,5	МК ₂	87	25	0,082	0,3	0,0246	0,0091
3,0	МК ₃	105	30	0,2824	0,8	0,20132	0,0133
4,0	МК ₅	140	40	0,2824	0,9	0,02824	0,0450
5,0	АК ₂	175	50	0,2824	0,95	0,01412	0,0630
гумусовое ОВ							
1,8	МК ₁	70	18	0,006	0,10	0,0006	0,0155
2,5	МК ₂	87	25	0,0164	0,3	0,00432	0,0235
3,0	МК ₃	105	30	0,0164	0,8	0,00820	0,0303
4,0	МК ₅	140	40	0,0164	0,9	0,00164	0,0485
5,0	АК ₂	175	50	0,0164	0,95	0,00082	0,0775
смешанное ОВ							
1,8	МК ₁	70	18	0,028	0,1	0,0028	0,0100
2,5	МК ₂	87	25	0,0492	0,3	0,01196	0,0163
3,0	МК ₃	105	30	0,1494	0,8	0,1047	0,0218
4,0	МК ₅	140	40	0,1494	0,9	0,02646	0,04675
5,0	АК ₂	175	50	0,1494	0,95	0,00340	0,07025

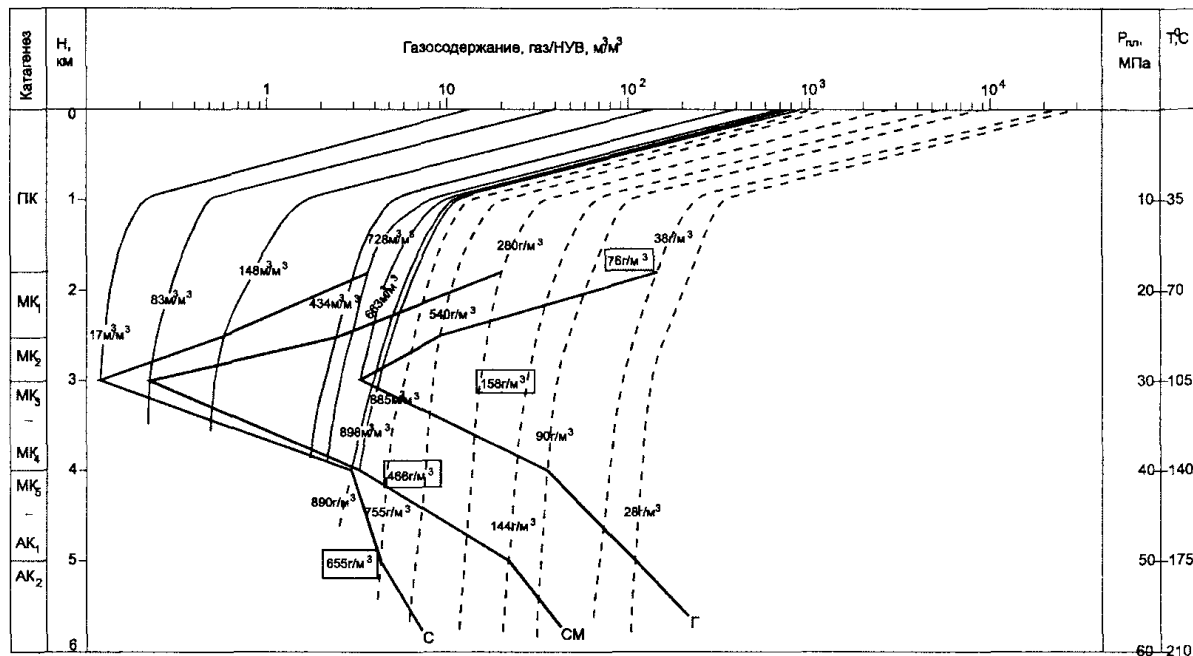
С ростом погружения материнских пород, к началу градации МК₂, газонасыщенность в системе эмигрирующих углеводородов значительно уменьшается – до 0,59 м³газа/м³нефти. Объемная доля нефти в системе углеводородов возрастает до 62,8%.

Таблица 2.1

и эмиграции из материнских пород

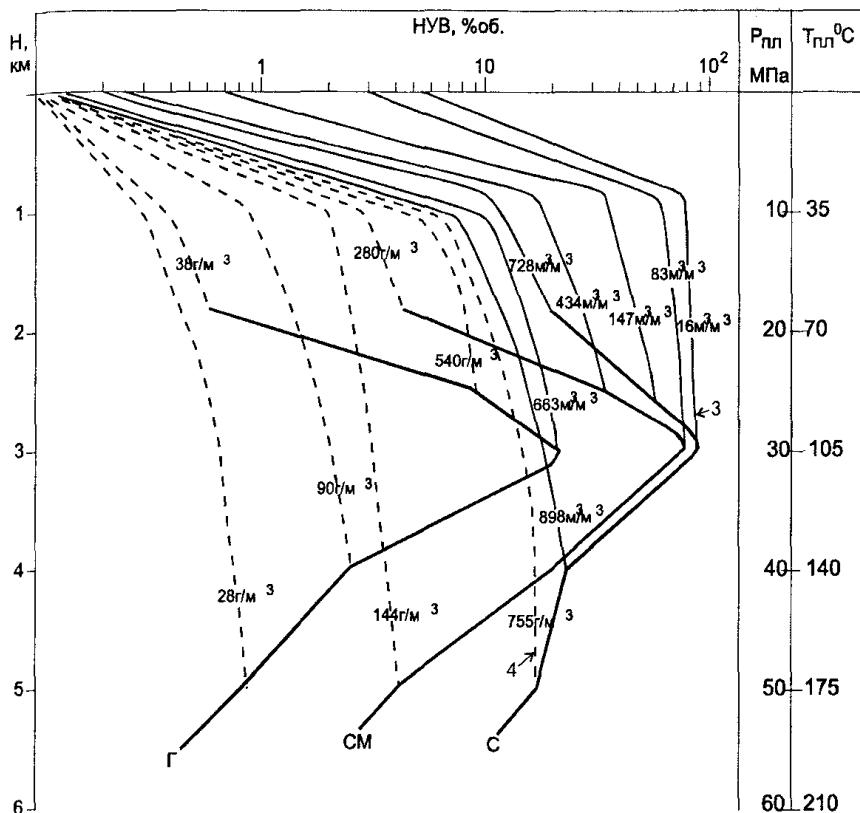
Эмиграция газа на этапе, т/т ОВ	Газонасыщенность системы, $\frac{\text{м}^3 \text{газа}}{\text{м}^3 \text{нефти}}$ при данных Р и Т	Газонасыщенность системы, $\frac{\text{м}^3 \text{газа}}{\text{м}^3 \text{нефти}}$ на поверхности	Объем нефти в системе УВ, %об. при данных Р и Т	Нефт. УВ в системе газ-нефть при данных Р и Т, гн/м ³ г	Нефт. УВ на поверхности, гн/м ³ г	Весовое отношение газа к нефти, кг/кг
сапропелевое ОВ						
0,00455	3,85	728	20,6	207792	1098	0,91
0,00455	0,59	147,9	62,8	1355932	5406	0,18
0,00420	0,08	16,68	92,59	10000000	47961	0,02
0,0317	3,101	898	24,38	257981	890	1,12
0,0187	4,41	1059	18,48	181405	755	1,32
гумусовое ОВ						
0,0155	158,9	20666	0,62	5034,6	38,7	25,83
0,0080	9,25	1481,4	9,75	86448	540,0	1,85
0,0068	3,49	663,4	22,27	229226	1205,9	0,83
0,0182	38,6	8878,0	2,52	20725	90,1	10,97
0,0290	108,8	28292,6	0,910	7387,9	28,27	35,36
смешанное ОВ						
0,0100	20,40	2857,1	4,672	39215,68	280	4,38
0,0063	2,63	434,48	38,02	304182,5	1841,2	0,52
0,0055	0,2211	83,76	81,89	3619909,5	9551,0	0,052
0,0249	3,273	885,55	23,40	244424,0	903,39	0,94
0,02355	23,57	5541,17	4,48	37541,06	144,37	6,91

В стандартных условиях на поверхности это соответствует нефти с газовым фактором $148 \text{ м}^3/\text{м}^3$ ($185 \text{ м}^3/\text{т}$). Таких нефтей также сравнительно мало, не более 9 % от общего количества, генерируемого сапропелевым ОВ.



Типы ОВ материнских пород: С – сапропелевый, СМ – смешанный, Г – гумусовый. — нефть; — — газоконденсат; $20 \text{ м}^3/\text{т}$ – газовый фактор нефти (в стандартных условиях); $115 \text{ г}/\text{м}^3$ – конденсатный фактор (в стандартных условиях); $466 \text{ г}/\text{м}^3$ – условия образования газоконденсата с данной концентрацией нефтяных УВ в газовой фазе (в стандартных условиях) по экспериментальным данным

Рис. 2.3. Характеристика газосодержания системы углеводородных флюидов, эмигрирующих из материнских пород с ОВ



Типы ОВ материнских пород: С – сапропелевый, СМ – смешанный, Г – гумусовый

— нефть;

--- газоконденсат;

16 м³/м³ – газовый фактор нефти (в стандартных условиях);

715 г/м³ – конденсатный фактор (в стандартных условиях)

Рис. 2.4 Содержание нефтяных углеводородов (%об.) в системе углеводородных флюидов, эмигрирующих из материнских пород с ОВ

На градации катагенеза $МК_2$ интенсивность генерации нефти достигает максимума. Образуется и эмигрирует из материнских пород более 70 % нефти. Газосодержание в системе эмигрирующих углеводородов в пластовых условиях снижается до минимума – $0,08 \text{ м}^3/\text{м}^3$. Объемная доля нефтяных УВ в системе эмигрирующих УВ в пластовых условиях достигает 92,6 %. В стандартных условиях на поверхности этой системе УВ соответствует нефть с низким газовым фактором – $16,7 \text{ м}^3/\text{м}^3$ ($20,8 \text{ м}^3/\text{т}$). Именно такие нефти наиболее характерны для материнских отложений с сапропелевым органическим веществом. При проявлении ГФН из них эмигрирует в преобладающем количестве система углеводородов с низким газосодержанием в пластовых условиях, в общепринятом понимании соответствующая нефтям с низким газовым фактором.

Например, именно такие нефти характерны для верхнедевонских-нижнекаменноугольных отложений Волго-Уральской нефтегазоносной области, источником которых была доманиковая свита с сапропелевым ОВ. По данным Л.З. Кобловой и др. газовый фактор этих нефтей в пределах Верхнекамской впадины и Пермского свода составляет от 5 - 10 до $30 - 40 \text{ м}^3/\text{т}$.

Таковыми же довольно низкими газовыми факторами характеризуются и нефти нижнего мела Широкого Приобья Западной Сибири, источником которых было сапропелевое органическое вещество баженовской свиты. Величина

газового фактора составляет обычно от 9 - 13 до 30 - 50 м³/м³.

После завершения ГФН с началом интенсивного газообразования характер углеводородных флюидов, эмигрирующих из материнских пород с сапропелевым ОВ, принципиально изменяется. Быстро и значительно возрастает газонасыщенность эмигрирующих углеводородных флюидов.

В конце мезокатагенеза, к началу градации МК₅, газосодержание в эмигрирующей углеводородной системе в пластовых условиях возрастает до 3,1 м³/м³, а объемная доля нефтяных УВ в системе снижается до 24,4 %. В стандартных условиях на поверхности газовый фактор такой УВ системы соответствует почти 900 м³/м³ (1125 м³/т). Такая углеводородная система обычно является газоконденсатной, содержащей в пластовых условиях 258 кг нефтяных углеводородов на 1 м³ сжатого газа. В условиях поверхности она в общепринятом понимании соответствует богатому газоконденсату, содержащему 890 г нефтяных УВ на 1 м³ газа.

То же самое продолжается и в более глубокой зоне в начале апокатагенеза. Газонасыщенность эмигрирующей углеводородной системы достигает 4,41 м³/м³, объемная доля нефтяных УВ в системе снижается до 18,5 %. Газовый фактор в стандартных условиях на поверхности достигает 1050 м³/м³ (1323 м³/т). Система углеводородов является

газоконденсатной и содержит в пластовых условиях 181 кг нефтяных УВ на 1 м³ сжатого газа, что в стандартных условиях на поверхности соответствует газоконденсату, содержащему 755 г нефтяных УВ на 1 м³ газа.

Итак, из материнских пород с сапропелевым ОВ на начальной стадии нефтегазообразования в небольшом количестве эмигрирует углеводородная система с довольно высокой газонасыщенностью – нефти с газовым фактором, уменьшающимся от 700 до 150 м³/м³. Затем газонасыщенность эмигрирующей УВ системы быстро и существенно снижается, в коллекторы поступает преобладающее количество нефтей с низким газовым фактором. Это и есть типичные нефти, образовавшиеся в материнских породах с сапропелевым ОВ.

С начала проявления ГФГ направленность в изменении эмигрирующих УВ систем меняется на обратную. Быстро и значительно возрастает газонасыщенность УВ системы – от 0,08 до 4,4 м³/м³, объемная доля нефтяных УВ снижается от 92 до 18 %. Образуются и эмигрируют из материнских пород газоконденсаты, содержание нефтяных УВ в которых в сжатых газах в пластовых условиях достигает 180 - 260 кг/м³, что в стандартных условиях соответствует газоконденсатам, содержащим 755 - 890 г/м³ нефтяных углеводородов. Это подтверждается экспериментальными данными Т.П. Жузе и др. При температуре 200⁰С и давлении 88 МПа содержание конденсата в сжатом газе достигало 212 кг/м³, что в

стандартных условиях отвечает газоконденсату, содержащему 628 г/м³.

Направленность в изменении углеводородных систем, образующихся и эмигрирующих из материнских пород с гумусовым ОВ на последовательных стадиях процесса нефтегазообразования та же самая, что и у материнских пород с сапропелевым ОВ (рис. 2.3; 2.4). Но изменения УВ системы происходят на совершенно другом уровне – газонасыщенность на всех этапах эмиграции УВ из материнских пород с гумусовым ОВ в десятки раз выше, чем в УВ системах, рождаемых сапропелевым ОВ.

В начале градации катагенеза МК₁ (Р = 18 МПа, Т = 70⁰С) газосодержание в эмигрирующей системе УВ в пластовых условиях составляет 158,9 м³/м³ нефти, объемная доля нефти в системе УВ 0,62 %. В стандартных условиях это отвечает бедному газоконденсату, содержащему 38,7 г нефтяных УВ на 1 м³ газа, с газонасыщенностью 20666 м³/м³ нефтяных УВ. Полученный результат оказался несколько неожиданным, если учесть общепринятое и, в общем, правильное мнение об образовании первичных газоконденсатов на больших глубинах, после проявления ГФН. Однако при этом не учитывалась возможность очень высокой газонасыщенности УВ системы уже в начале мезокатагенеза, свойственная материнским породам с гумусовым ОВ.

Экспериментальные данные Т.П. Жузе подтверждают, что в условиях, соответствующих началу мезокатагенеза ($P = 19,6$ МПа, $T = 55 - 100^{\circ}\text{C}$), действительно возможно образование газоконденсата с конденсатным фактором до $58,3 - 100 \text{ г/м}^3$.

Таким образом, несомненно, что при высокой газообильности уже в начале мезокатагенеза в материнских породах с гумусовым ОВ действительно образуется и эмигрирует в коллекторы бедная газоконденсатная система ($5 \text{ кг нефтяных УВ на } 1 \text{ м}^3 \text{ сжатого газа в пластовых условиях, или } 38,7 \text{ г/м}^3$ – в стандартных условиях на поверхности).

На следующем этапе (начало градации МК_2) газонасыщенность эмигрирующей УВ системы уменьшается в пластовых условиях до $9,25 \text{ м}^3/\text{м}^3$ при объемной доле нефтяных УВ $9,75 \%$. Содержание нефтяных УВ в сжатом газе в пластовых условиях составляет 86 кг/м^3 . В стандартных условиях на поверхности эта УВ система отвечает газоконденсату с содержанием нефтяных УВ 540 г/м^3 , характеризующемуся газонасыщенностью $1481 \text{ м}^3/\text{м}^3$ нефтяных УВ.

Далее, к концу градации катагенеза МК_2 , интенсивность генерации и эмиграции нефтяных УВ достигает максимума.

Газонасыщенность углеводородной системы уменьшается до минимума – $3,49 \text{ м}^3/\text{м}^3$, а объемная доля нефтяных УВ в системе возрастает до 22% . В стандартных условиях на поверхности эта УВ система отвечает

высокогазонасыщенной нефти с газовым фактором $663 \text{ м}^3/\text{м}^3$ ($828 \text{ м}^3/\text{т}$).

Таким образом, для материнских пород с гумусовым ОВ при проявлении ГФН характерны образование и эмиграция нефти с высоким газовым фактором.

Генерация нефти на этом этапе прекращается. Но эмиграция оставшихся в материнских породах нефтяных УВ продолжается совместно с активно образующимся и эмигрирующим газом. В соответствии с этим газонасыщенность системы эмигрирующих УВ к концу мезокатагенеза повышается до $38 \text{ м}^3/\text{м}^3$, а объемная доля нефтяных УВ в системе снижается до 2,52 %. В стандартных условиях на поверхности такая система углеводородов характеризуется весьма высокой газонасыщенностью – $8878 \text{ м}^3/\text{м}^3$ нефтяных углеводородов и содержанием нефтяных углеводородов равным $90,2 \text{ г}/\text{м}^3$, то есть это газоконденсат со сравнительно низким конденсатным фактором (в пластовых условиях $20,7 \text{ кг}/\text{м}^3$ сжатого газа).

В конце мезокатагенеза – начале апокатагенеза газонасыщенность системы УВ, эмигрирующей из материнских пород с гумусовым ОВ, достигает в пластовых условиях максимума – $108,8 \text{ м}^3/\text{м}^3$ нефтяных УВ, а объемная доля нефти в системе – минимума – 0,9 %. В стандартных условиях на поверхности эта УВ система характеризуется экстремально высокой газонасыщенностью – $28292 \text{ м}^3/\text{м}^3$ нефтяных УВ и весьма низким конденсатным фактором –

28,2 г/м³. То есть это бедный нефтяными углеводородами газоконденсат (7,3 кг нефтяных УВ на 1 м³ сжатого газа в пластовых условиях).

В более жестких термодинамических условиях в зоне апокатагенеза из материнских пород с гумусовым ОВ эмигрирует газ, практически уже не содержащий нефтяных углеводородов.

Обобщая результаты расчетов по материнским отложениям с гумусовым ОВ, следует отметить, что от начала мезокатагенеза до градации катагенеза МК₂ из них эмигрируют в коллектора газоконденсатные углеводородные системы с конденсатным фактором, повышающимся от 38 - 40 г/м³ до 400 - 500 г/м³.

На градации МК₂ слабо проявляется ГФН и из материнских пород эмигрирует нефть с высоким газовым фактором – более 600 м³/м³ (>800 м³/т). После завершения ГФН снова, как и на первом этапе, из материнских пород эмигрируют газоконденсаты. Конденсатный фактор их с ростом глубины и температуры значительно снижается – от 90 до 28 г/м³. В более жестких термодинамических условиях из материнских пород эмигрирует углеводородный газ, практически не содержащий растворенных нефтяных углеводородов.

Система углеводородов, образующаяся и эмигрирующая из материнских пород со смешанным сапропелево-гумусовым ОВ (50 % сапропелевых и 50 %

гумусовых компонентов), занимает, естественно, промежуточное, среднее положение при той же направленности изменения параметров углеводородной системы.

На начальном этапе из материнских пород эмигрирует небольшое количество газоконденсатов. Газонасыщенность УВ системы в пластовых условиях составляет $20,4 \text{ м}^3/\text{м}^3$ нефтяных УВ, объемная доля нефти – 4,6 %. Конденсатный фактор в пластовых условиях составляет $39 \text{ кг}/\text{м}^3$ сжатого газа, что в стандартных условиях отвечает величине $280 \text{ г}/\text{м}^3$.

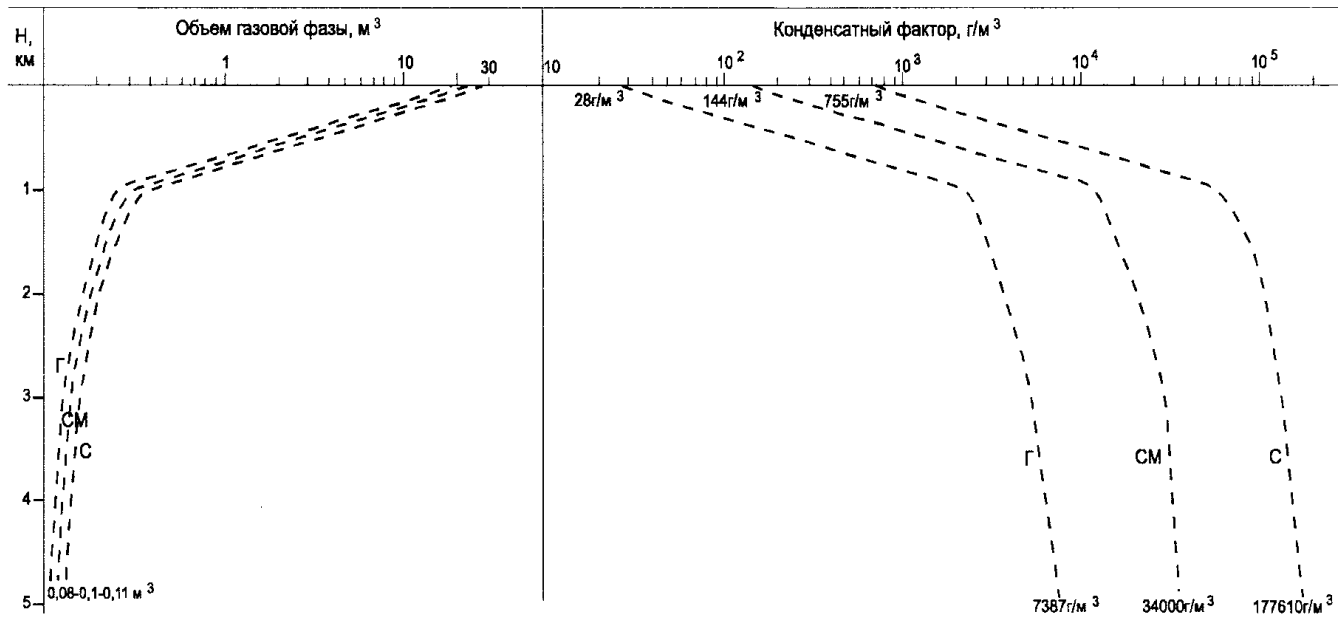
Далее газонасыщенность эмигрирующей УВ системы снижается, объемная доля нефтяных УВ возрастает. При проявлении ГФН эмигрирует нефть, в стандартных условиях характеризующаяся газовым фактором до $430 \text{ м}^3/\text{м}^3$ ($537 \text{ м}^3/\text{т}$). На более поздних этапах снова возрастает газонасыщенность углеводородной системы в пластовых условиях, сначала до $3,2 \text{ м}^3/\text{м}^3$, а затем до $23 \text{ м}^3/\text{м}^3$ нефтяных углеводородов, объемная доля нефтяных УВ в системе снижается сначала до 23,4 %, а потом и до 4,4 %. В стандартных условиях поверхности это соответствует в общепринятом понимании спектру газоконденсатов с конденсатным фактором от $900 \text{ г}/\text{м}^3$ до $144 \text{ г}/\text{м}^3$. В более жестких термобарических условиях конденсатный фактор УВ системы продолжает снижаться и, наконец, эмигрирует газ, практически не содержащий нефтяных УВ.

В целом, проведенные расчеты показали, что из материнских пород с разными генетическими типами ОБ эмигрирует в коллекторы весьма широкий спектр углеводородных флюидов – от самых низкогазонасыщенных, отвечающих в поверхностных условиях нефтям с низким газовым фактором до высокогазонасыщенных, отвечающих бедным газоконденсатам и газам.

Изменения параметров углеводородных систем от глубинных зон их генерации и эмиграции до поверхности, которые должны происходить при снижении давления и температуры в автономной УВ системе (без потерь каких-либо компонентов) при восходящей вертикальной миграции или при добыче из скважины, показаны на рис. 2.3 и 2.4 соответствующими кривыми.

Примеры расчетов для УВ систем, образовавшихся и эмигрировавших в коллекторы на глубине 5 км, показаны на рис. 2.5 и приведены в табл. 2.2.

При тех же самых весовых количествах нефтяных УВ и газа объем газа, например, для сапропелевого ОБ при соответствующем уменьшении давления и температуры должен возрастать в автономной УВ системе от 0,0795 до 18,17 м³, то есть в 235 раз. Газонасыщенность системы должна возрастать от 4,5 до 1059 м³/м³, тоже в 235 раз, а конденсатный фактор – уменьшаться от 177,6 кг/м³ до 755 г/м³, то есть тоже в 235 раз.



Типы ОВ материнских пород: С – сапропелевый, СМ – смешанный, Г – гумусовый

Рис. 2.5. Возрастание объемов газовой фазы и уменьшение конденсатных факторов (при постоянстве масс нефтяных и газовых УВ), происходящее при подъеме УВ систем, образовавшихся на глубине 5 км из материнских пород с ОВ

Таблица 2.2

**Изменения в УВ системах, образовавшихся
при эмиграции УВ из материнских пород с разными
типами ОВ от зоны генерации (глубина 5 км)
при подъеме к поверхности**

Глубина, км	Эмиграция нефти, г	Эмиграция газа, т	Объем газа (м ³) при соответ- ствующих Р и Т	Конденсат- ный фактор г нефти/ м ³ газа при соответст- вующих Р и Т	Газонасы- щенность системы при соответс- твующих Р и Т м ³ газа/ м ³ нефти
с а п р о п е л е в о е О В					
5	14120	0,0187	0,0795	177610	4,5
4	14120	0,0187	0,0813	173677	4,6
3	14120	0,0187	0,0857	164760	4,85
2	14120	0,0187	0,133	106165	7,53
1	14120	0,0187	0,239	59079,4	13,54
0	14120	0,0187	18,7	755,4	1059
г у м у с о в о е О В					
5	820	0,029	0,111	7387	108,8
4	820	0,029	0,126	6507,9	122,9
3	820	0,029	0,152	5394	148,2
2	820	0,029	0,207	3961	201,9
1	820	0,029	0,371	2210	361
0	820	0,029	29,0	28,27	28292
с м е ш а н н о е О В					
5	3400	0,02355	0,10	34000	23,57
4	3400	0,02355	0,102	33333	24,00
3	3400	0,02355	0,112	30357	25,88
2	3400	0,02355	0,1682	20214	39,52
1	3400	0,02355	0,3019	11262	80,50
0	3400	0,02355	23,55	144	5541

Так же, но, конечно, на другом уровне ведут себя показатели углеводородных флюидов в автономных

системах, образовавшихся и эмигрировавших из материнских пород с гумусовым и смешанным типами ОВ (табл. 2.2).

2.3. Пластовые УВ системы месторождений углеводородов

Аналогичным способом проведены расчеты изменения параметров для широкого спектра углеводородных флюидов, добываемых из разнообразных месторождений – от нефтей с небольшим газовым фактором – $30 \text{ м}^3/\text{т}$ ($24 \text{ м}^3/\text{м}^3$) до газов, в которых газосодержание составляет 160000 м^3 на 1 м^3 нефтяных углеводородов, а конденсатный фактор равен $5 \text{ г}/\text{м}^3$.

Средняя плотность газа в стандартных условиях была принята в расчетах равной $0,001 \text{ г}/\text{м}^3$, а состав газа и его плотность при соответствующих давлениях и температурах как у смешанного сапропелево-гумусового ОВ. Результаты расчетов приведены в табл.2.3 и показаны на рис. 2.6 и 2.7.

Серия параллельных кривых характеризует всю гамму пластовых углеводородных флюидов месторождений в широком диапазоне глубин, температур и давлений – от глубинных зон генерации до поверхности.

Наименее газонасыщенная нефть, характеризующаяся в стандартных условиях поверхности газосодержанием $24 \text{ м}^3/\text{м}^3$ ($30 \text{ м}^3/\text{т}$), при образовании в глубинной зоне проявления ГФН имела в пластовых условиях совсем иные характеристики.

Таблица 2.3

**Изменения системы пластовых УВ флюидов в зависимости от глубины,
температуры и давления в недрах**

Глубина погружения, км	Температура, °С	Пластовое давление МПа	Газ, м ³ /т нефтяных УВ	Нефтяные УВ г /м ³ газа	Газонасыщен- ность системы м ³ газа м ³ нефти при соотв. Р и Т	Первичное давление насыщения нефти газом МПа	Объемный % нефти в системе при соотв. Р и Т	Объемный % газа в системе при соотв Р и Т	Весовое отношение нефти к газу, кг/кг
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
0			30	33333	24		4	96	0,03
1	70	18		2605863	0,307		76,5	23,5	0,03
2	87	25		4597701	0,174		85,17	14,83	0,03
3	105	30		6557377	0,122	4,16	89,28	10,72	0,03
4	140	40		7079646	0,113		89,84	10,16	0,03
5	175	50		8000000	0,10		90,90	9,1	0,03
0			50	20000	40,0		2,43	97,57	0,05
1	70	18		15625500	0,512		66,13	33,87	0,05
2	87	25		2807017	0,285		77,82	22,18	0,05
3	105	30		4255319	0,188	6,19	84,1	15,9	0,05
4	140	40		4624277	0,173		88,49	11,51	0,05
5	175	50		4705882	0,17		84,74	15,26	0,05

Продолжение табл. 2.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
0			100	10000	80,0		1,23	98,77	0,1
1	70	18		780487	1,025		49,38	50,62	0,1
2	87	25		1401050	0,571		63,65	36,35	0,1
3	105	30		2122015	0,377	10,5	72,99	27,01	0,1
4	140	40		2305475	0,347		74,23	25,77	0,1
5	175	50		2352941	0,34		74,6	25,4	0,1
0			125	8000	1000		0,99	99,01	0,125
1	70	18		625000	1,28		43,85	56,15	0,125
2	87	25		1120448	0,714		58,24	41,76	0,125
3	105	30		1698513	0,471	12,46	67,98	32,02	0,125
4	140	40		1860465	0,43		69,93	30,07	0,125
5	175	50		1904762	0,42		70,42	29,58	0,125
0			150	6666	120		0,82	99,18	0,15
1	70	18		522875	1,53		39,52	60,48	0,15
2	87	25		933488	0,857		54,05	45,95	0,15
3	105	30		1413427	0,566	14,0	63,8	36,2	0,15
4	140	40		1538461	0,52		65,8	34,2	0,15
5	175	50		1568627	0,51		62,2	37,8	0,15
0			250	4000	200		0,49	99,51	0,25
1	70	18		320000	2,5		28,5	71,5	0,25
2	87	25		563380	1,42		41,32	58,68	0,25
3	105	30		851063	0,94	18,9	51,5	48,5	0,25
4	140	40		930232	0,86		53,76	46,24	0,25
5	175	50		941176	0,86		54,0	46,0	0,25

Продолжение табл. 2.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
0			500	2000	400		0,25	99,75	0,50
1	70	18		156250	5,12		16,33	83,67	0,50
2	87	25		280701	2,85		25,97	74,03	0,50
3	105	30		425532	1,88	24,9	35,2	64,80	0,50
4	140	40		462427	1,73		36,83	63,17	0,50
5	175	50		470588	1,70		50,0	50,0	0,50
0			700	1428	56,0		0,18	99,82	0,70
1	70	18		111576	7,17		12,23	87,77	0,70
2	87	25		200000	4,0		20,0	80,0	0,70
3	105	30		303030	2,64	28,0	27,47	72,53	0,70
4	140	40		330576	2,42		29,23	70,77	0,70
5	175	50		336134	2,38		29,58	70,42	0,70
0			800	1250	64,0		0,156	99,844	0,80
1	70	18		9756	8,20		10,86	89,14	0,80
2	87	25		175054	4,57		17,95	82,05	0,80
3	105	30		265780	3,01	29,2	24,93	75,07	0,80
4	140	40		288808	2,77		26,52	73,48	0,80
5	175	50		294117	2,72		26,88	73,12	0,80
0			1000	1000	800		0,12	99,88	1,0
1	70	18		78048	10,25		8,88	91,12	1,0
2	87	25		140105	5,71		14,90	85,10	1,0
3	105	30		212201	3,77	30,8	20,96	79,04	1,0
4	140	40		230547	3,47		22,37	77,63	1,0
5	175	50		325203	2,46		28,90	71,10	1,0

Продолжение табл. 2.3

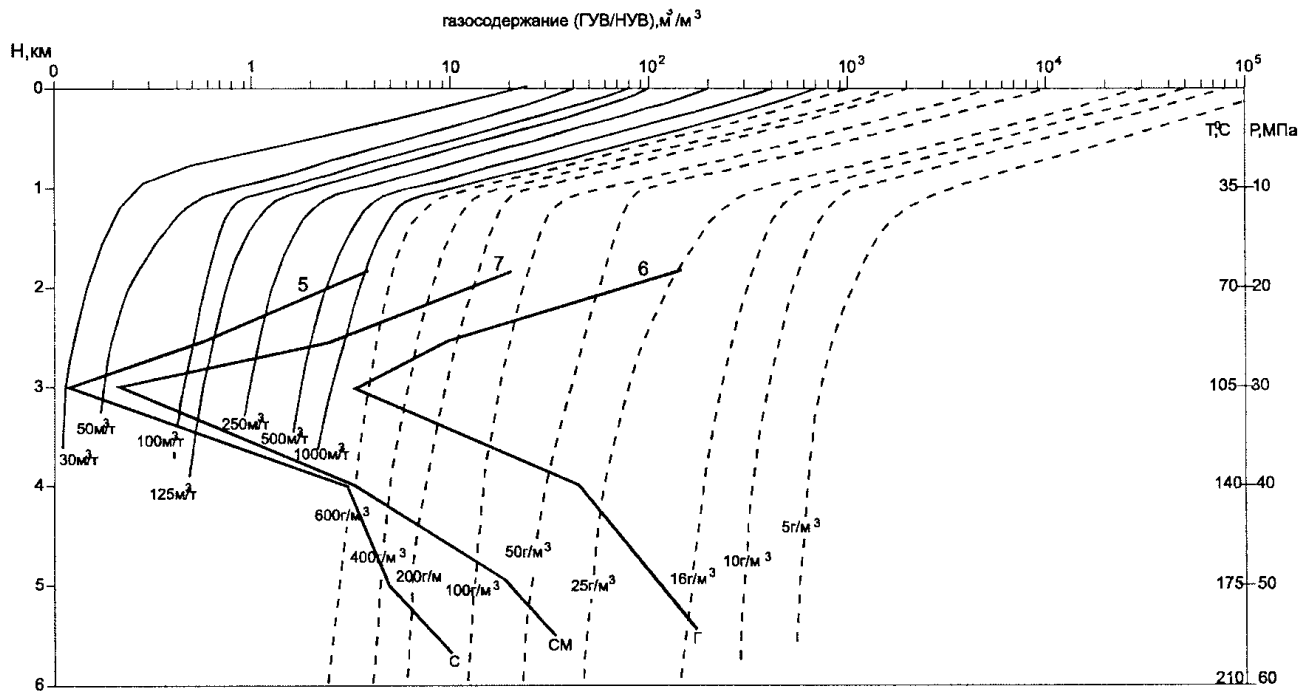
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
0			1500	666	1200		0,083	99,917	1,5
1	70	18		52015	15,38		6,1	93,90	1,5
2	87	25		93348	8,57		10,44	89,56	1,5
3	105	30		126782	6,31	33,8	13,22	86,78	1,5
4	140	40		153550	5,21		16,10	83,9	1,5
5	175	50		173535	4,61		17,80	82,2	1,5
0			2500	400	2000		0,05	99,95	2,5
1	70	18		31201	25,64		3,75	96,25	2,5
2	87	25		56338	14,20		6,57	93,43	2,5
3	105	30		76045	10,52		8,68	91,32	2,5
4	140	40		92059	8,69		10,31	89,69	2,5
5	175	50		104031	7,69		11,50	88,50	2,5
0			5000	200	4000		0,025	99,975	5,0
1	70	18		15600	51,28		1,91	98,09	5,0
2	87	25		28001	28,57		3,38	96,62	5,0
3	105	30		38004	21,05		4,53	95,47	5,0
4	140	40		46592	17,17		5,50	94,50	5,0
5	175	50		52015	15,38		6,10	93,90	5,0
0			10000	100	8000		0,0125	99,9875	10,0
1	70	18		7800	102,56		0,96	99,04	10,0
2	87	25		14000	57,14		1,71	98,29	10,0
3	105	30		19002	42,10		2,32	97,68	10,0
4	140	40		23001	34,78		2,79	97,21	10,0
5	175	50		26007	30,76		3,14	96,86	10,0

Продолжение табл. 2.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
0			20000	50	16000		0,006	99,994	20,0
1	70	18		3960	205		0,48	99,52	20,0
2	87	25		7000	114,28		0,86	99,14	20,0
3	105	30		9501	84,2		1,17	98,83	20,0
4	140	40		11500	69,56		1,41	98,59	20,0
5	175	50		13008	61,50		1,60	98,40	20,0
0			40000	25	32000		0,003	99,997	40,0
1	70	18		2000	400		0,24	99,76	40,0
2	87	25		3500	228,53		0,43	99,57	40,0
3	105	30		4750	168,4		0,59	99,41	40,0
4	140	40		5755	139,0		0,71	99,29	40,0
5	175	50		6504	123		0,8	99,20	40,0
0			60000	16	48000		0,002	99,998	60,0
1	70	18		1248	615		0,162	99,838	60,0
2	87	25		2240	342,8		0,29	99,71	60,0
3	105	30		3040	252,6		0,39	99,61	60,0
4	140	40		3692	208,0		0,478	99,522	60,0
5	175	50		4173	184,0		0,54	99,46	60,0
0			100000	10	80000		0,0012	99,9988	100,0
1	70	18		780	1025		0,097	99,903	100,0
2	87	25		1401	571		0,174	99,826	100,0
3	105	30		1900	421		0,23	99,77	100,0
4	140	40		2300	347,8		0,28	99,72	100,0
5	175	50		2605	307,69		0,32	99,68	100,0

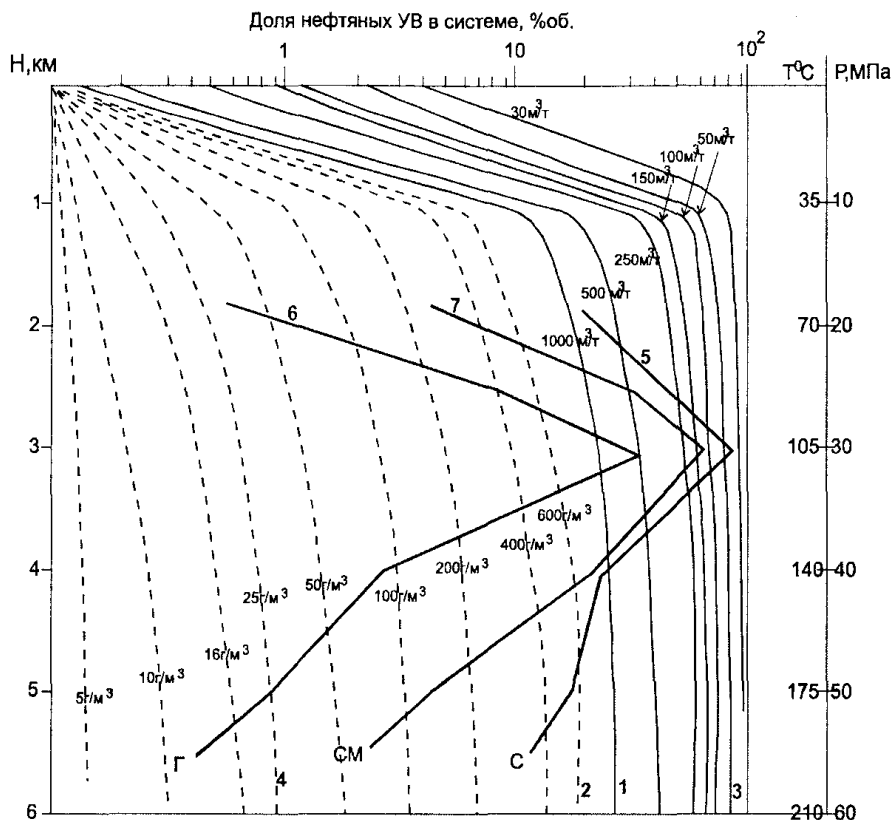
Продолжение табл. 2.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
0			200000	5	160000		0,00062	99,99938	200,0
1	70	18		400	2000		0,0499	99,9501	200,0
2	87	25		700	1142		0,087	99,913	200,0
3	105	30		1050	761,9		0,13	99,87	200,0
4	140	40		1151	695		0,143	99,857	200,0
5	175	50		1176	680		0,146	99,854	200,0



Типы ОВ материнских пород: С – сапропелевый, СМ – смешанный, Г – гумусовый; — нефть; — — газоконденсат; $50 \text{ м}^3/\text{т}$ – газовый фактор; $25 \text{ г}/\text{м}^3$ – конденсатный фактор; $\angle$ углеводороды, эмигрирующие из материнских пород

Рис. 2.6. Изменение газосодержания пластовых УВ флюидов с ростом глубины, температуры и давления в недрах



Типы ОБ материнских пород: С – сапропелевый, СМ – смешанный, Г – гумусовый; — нефть; — — газоконденсат; $50 \text{ м}^3/\text{т}$ – газовый фактор; $25 \text{ г}/\text{м}^3$ – конденсатный фактор; $\angle$ углеводороды, эмигрирующие из материнских пород.

Рис. 2.7. Изменение содержания нефтяных углеводородов (% об.) в системе углеводородных пластовых флюидов

Газосодержание в этой системе УВ в пластовых условиях составляло всего $0,12 \text{ м}^3/\text{м}^3$, а объемная доля нефтяных УВ была равной 89,3 %, то есть это была жидкая

нефть, на объем газа в которой приходилось всего 1,7 %. При подъеме к поверхности она, вследствие расширения газа, превращается, в системе общепринятых понятий, в нефть с газовым фактором $24 \text{ м}^3/\text{м}^3$. УВ система в пластовых условиях проявления ГФН на глубине 3 км, с газосодержанием $0,37 \text{ м}^3/\text{м}^3$ нефтяных УВ, объемная доля нефти в которой составляет 72,9 %, при подъеме к поверхности становится, в общепринятом понимании, нефтью с газовым фактором $80 \text{ м}^3/\text{м}^3$ ($100 \text{ м}^3/\text{т}$).

УВ система в пластовых условиях проявления ГФН, характеризующаяся на глубине 3 км газосодержанием $1,7 \text{ м}^3/\text{м}^3$ нефтяных УВ и объемной долей нефтяных УВ 50 %, при подъеме к поверхности квалифицируется в стандартных условиях как нефть с газовым фактором $400 \text{ м}^3/\text{м}^3$ ($500 \text{ м}^3/\text{т}$).

УВ система, которая характеризуется в пластовых условиях зоны генерации газосодержанием $3,01 \text{ м}^3/\text{м}^3$ нефтяных УВ и объемной долей нефтяных УВ в системе 24,9 %, при подъеме к поверхности становится нефтью с газовым фактором $640 \text{ м}^3/\text{м}^3$ ($800 \text{ м}^3/\text{т}$) при объемной доле нефтяных УВ в условиях поверхности 0,15 %.

УВ система, которая характеризуется в пластовых условиях газонасыщенностью $3,77 \text{ м}^3/\text{м}^3$ и объемной долей нефтяных УВ 20,9 %, может существовать в пластовых условиях, в зависимости от вариаций Р и Т и состава углеводородов, в виде жидкой нефти или газоконденсата. Если она находится в жидкой фазе, то при подъеме к

поверхности превращается в нефть с газовым фактором $800 \text{ м}^3/\text{м}^3$ ($1000 \text{ м}^3/\text{т}$), объемная доля нефтяных УВ в которой в нормальных условиях составляет всего 0,12 %.

Если в зоне генерации эта УВ система находилась в газовой фазе, то содержание растворенных в газе нефтяных УВ в ней на глубине 3 км составляло $212 \text{ кг}/\text{м}^3$ сжатого газа, а при подъеме, вследствие расширения газа, снижалось, на глубине 2 км – до $140 \text{ кг}/\text{м}^3$, на глубине 1 км – до $78 \text{ кг}/\text{м}^3$ сжатого газа, а на поверхности в стандартных условиях составляло $1000 \text{ г}/\text{м}^3$. В общепринятом понимании это богатый газоконденсат, с конденсатным фактором $1000 \text{ г}/\text{м}^3$.

Углеводородные системы с газовым фактором более $1000 \text{ м}^3/\text{т}$ во всех случаях находятся в пластовых условиях зоны генерации в газовой фазе, характеризуясь различным содержанием растворенных в газе нефтяных УВ.

Газоконденсатный углеводородный флюид, содержащий в зоне генерации на глубине 4 - 5 км 173 кг нефтяных УВ в 1 м^3 сжатого газа при объемной доле нефтяных УВ 17,8%, при миграции вверх характеризуется увеличением газосодержания от $4,6 \text{ м}^3/\text{м}^3$ до $6,3 \text{ м}^3/\text{м}^3$ на глубине 3 км; на глубине 2 км – до $8,57 \text{ м}^3/\text{м}^3$, на глубине 1 км – до $15,38 \text{ м}^3/\text{м}^3$, а на поверхности – до $1200 \text{ м}^3/\text{м}^3$. Соответственно содержание нефтяных УВ, растворенных в газе, снижается от $173 \text{ кг}/\text{м}^3$ в зоне генерации до $666 \text{ г}/\text{м}^3$ в стандартных условиях на поверхности.

Газоконденсатный УВ флюид, содержащий в зоне генерации на глубине 5 км 52 кг нефтяных УВ на 1 м³ сжатого газа при газосодержании 15,38 м³/м³, при подъеме к поверхности расширяется, газонасыщенность системы на поверхности возрастает до 4000 м³/м³. Соответственно конденсатный фактор снижается до 200 г/м³.

Газоконденсатный флюид, содержащий в зоне генерации на глубине 4 - 5 км 26 кг нефтяных УВ на м³ сжатого газа и характеризующийся газосодержанием 30,7 м³/м³ при подъеме к поверхности расширяется, газосодержание в системе УВ возрастает до 8000 м³/м³, а конденсатный фактор соответственно уменьшается до 100 г/м³.

То же самое характерно и для газоконденсатных УВ систем с еще меньшим содержанием растворенных нефтяных УВ.

Генерирующийся на глубине 5 км газоконденсат с содержанием нефтяных УВ 6,5 кг на м³ сжатого газа при газосодержании 123 м³/м³, расширяясь при подъеме, в стандартных условиях на поверхности содержит уже всего 25 г нефтяных УВ на 1 м³ газа; газосодержание системы при этом возрастает до 16000 м³/м³, а объемная доля нефтяных УВ в системе снижается до 0,006 %.

Самая бедная растворимыми нефтяными УВ газоконденсатная система содержит в зоне генерации на глубине 5 км 1,17 кг нефтяных УВ на м³ сжатого газа и

характеризуется газосодержанием $680 \text{ м}^3/\text{м}^3$. Объемная доля нефтяных УВ в системе УВ составляет 0,14 %. Расширяясь при подъеме, в стандартных условиях поверхности она характеризуется конденсатным фактором всего в $5 \text{ г}/\text{м}^3$. Газосодержание в системе УВ достигает $160000 \text{ м}^3/\text{м}^3$, а объемная доля нефтяных УВ уменьшается до 0,00062 %.

Все это необходимо иметь в виду, изучая процессы миграции и аккумуляции УВ систем в глубинных условиях земной коры. Замеряемые на поверхности в стандартных условиях величины содержания растворенных нефтяных УВ в газоконденсатах многократно – в двести с лишним раз – ниже фактических величин этих параметров в пластовых условиях на больших глубинах, где происходили процессы миграции и аккумуляции УВ. Многократно меньше были и объемы газоконденсатов и газов, принимавших участие в процессах миграции и аккумуляции.

Расчетные кривые, показывающие изменение газонасыщенности пластовых УВ систем месторождений и объемную долю нефтяных УВ в них (на рис. 2.6 и 2.7) наложены на кривые, характеризующие поведение тех же самых параметров в углеводородных системах, эмигрирующих из материнских пород с разными типами ОВ.

Как видим, наблюдается их полное перекрытие. Все разнообразие пластовых углеводородных систем, свойственных самым разнообразным месторождениям

углеводородов, обеспечивается углеводородными флюидами, эмигрирующими из материнских пород.

Материнские породы с сапропелевым ОВ ответственны за формирование нефтей с газовым фактором от 16 до 700 м³/м³. В пластовых условиях в главной зоне нефтеобразования газонасыщенность таких нефтей составляет от 0,12 до 2,6 м³/м³ при объемной доле нефтяных УВ от 89,2 до 27,4 %.

В зоне больших глубин, при проявлении ГФГ, сапропелевое ОВ ответственно за формирование газоконденсатов, содержащих от 1000 г/м³ до 100 г/м³ нефтяных УВ (в стандартных условиях). В пластовых условиях газонасыщенность их составляет от 3,5 до 30 - 34 м³/м³ при объемной доле нефтяных УВ в системе от 26 % до 2,8 % и величине конденсатного фактора от 330 кг/м³ до 23 кг/м³.

Материнские породы со смешанным типом ОВ ответственны за формирование нефтей с газовым фактором от 50 - 60 м³/м³ до 800 м³/м³. В пластовых условиях в главной зоне нефтеобразования газонасыщенность их составляет от 0,18 м³/м³ до 3,7 м³/м³ при объемной доле нефти в системе от 84% до 0,12 %. В главной зоне газообразования смешанный тип ОВ ответственен за образование газоконденсатов с содержанием нефтяных УВ от 800 - 1000 г/м³ до 50 - 25 г/м³ (в стандартных условиях). В пластовых условиях они характеризуются

газонасыщенностью порядка $2,7 - 3,5 \text{ м}^3/\text{м}^3$ при объемной доле нефтяных УВ в системе от 22 до 26 % и величине конденсатного фактора от 220 до $290 \text{ кг}/\text{м}^3$.

Материнские породы с гумусовым ОВ ответственны за формирование нефтей с газовым фактором не менее 600 - $700 \text{ м}^3/\text{м}^3$. В пластовых условиях в зоне ГН газосодержание в такой УВ системе составляет $2,6 - 3 \text{ м}^3/\text{м}^3$, при объемной доле нефти 24 – 27 %.

На больших глубинах, в зоне проявления ГГ гумусовое ОВ ответственно за формирование газоконденсатов с конденсатным фактором от 600 до $16 - 10 \text{ г}/\text{м}^3$ (в стандартных условиях). В пластовых условиях они характеризуются газосодержанием от 5 до $350 \text{ м}^3/\text{м}^3$, объемная доля нефтяных УВ в системе составляет от 29 - 26 % до 0,3 - 0,2 %. Величина конденсатного фактора в пластовых условиях колеблется от $330 \text{ кг}/\text{м}^3$ до $2,3 \text{ кг}/\text{м}^3$. За образование газа практически не содержащего нефтяных УВ ($< 5 \text{ г}/\text{м}^3$) ответственно гумусовое ОВ в зоне начального апокатагенеза, а также смешанное и сапропелевое ОВ в зоне глубокого апокатагенеза.

Обобщенные показатели нефтей, газоконденсатов и газов на поверхности, в главной зоне нефтеобразования и в главной зоне газообразования приведены в табл.2.4.

Закономерности изменения показателей УВ систем при снижении давления и температуры при подъеме к поверхности в полной мере справедливы только для

автономных УВ систем, а они далеко не всегда являются автономными.

Таблица 2.4

Обобщенные показатели углеводородных систем

Показатели УВ систем	Нефти	Нефть с высоким газовым фактором или газоконденсат	Газоконденсат	Газ
п о в е р х н о с т ь				
$\Gamma \text{ м}^3/\text{м}^3 \text{ Н}$	24 – 600	600 – 900	900 – 160000	> 160000
$V^{\text{об}}_{\text{н}}, \%$	4 – 0,16	0,16 – 0,11	0,11 – 0,00062	< 0,00062
$\text{Н кг}/\text{м}^3 \text{ Г}$	33,3 – 1,33	1,33 – 0,88	0,88 – 0,0050	< 0,0050
г л а в н а я з о н а н е ф т е о б р а з о в а н и я				
$\Gamma \text{ м}^3/\text{м}^3 \text{ Н}$	0,12 – 3,60	3,6 – 3,4	3,40 – 762	> 762
$V^{\text{об}}_{\text{н}}, \%$	89,3 – 21,73	21,7 – 22,7	22,7 – 0,13	< 0,13
$\text{Н кг}/\text{м}^3 \text{ Г}$	6660 – 235	235 – 222	222 – 1,04	< 1
г л а в н а я з о н а г а з о о б р а з о в а н и я				
$\Gamma \text{ м}^3/\text{м}^3 \text{ Н}$	0,1 – 2,55	2,55 – 2,5	2,5 – 680	> 680
$V^{\text{об}}_{\text{н}}, \%$	90,9 – 28,16	28,1 – 28,0	28,0 – 0,14	< 0,14
$\text{Н кг}/\text{м}^3 \text{ Г}$	8000 – 313	313 – 310	310 – 1,17	< 1,0

Закономерности изменения показателей УВ систем при снижении давления и температуры при подъеме к поверхности в полной мере справедливы только для автономных УВ систем, а они далеко не всегда являются автономными.

При вертикальной восходящей миграции нефтей, снижении температуры и давления ниже давления насыщения нефти газом будет происходить выделение и частичная потеря газа, обуславливающая снижение газового фактора нефти.

При восходящей вертикальной миграции газоконденсатов, снижении температуры и давления ниже давления начала конденсации будет происходить частичная потеря конденсирующихся нефтяных углеводородов, ставших избыточными при данном давлении и температуре.

При погружении сформировавшейся нефтяной залежи в главную зону газообразования будет происходить обогащение нефти газом, эмигрирующим из материнских пород, возрастание газонасыщенности нефти, а в конечном итоге – превращение нефтяной УВ системы в газоконденсатно-нефтяную или в чисто газоконденсатную.

Рассмотрим значение этих процессов и определим в каких условиях они проявляются.

Давлению насыщения нефти газом всегда придавалось большое значение. Считалось даже, что по давлению насыщения можно определить глубину, на которой сформировалось скопление нефти, а, соответственно, и геологическое время формирования залежи нефти. По-видимому, теоретической основой этого было никем не доказанное положение, что нефть при формировании залежи должна быть до предела насыщена газом.

На самом деле, как показано нами, газонасыщенность образующейся УВ системы определяется объемным соотношением газа и нефти, поступающих из материнских пород. А определяется оно генетическим типом ОВ материнских пород и степенью его катагенеза. Как показано ранее, в материнских породах с сапропелевым ОВ при проявлении ГФН в основном образуются и эмигрируют нефти с низкой газонасыщенностью, а при проявлении ГФГ – газоконденсаты с высоким содержанием нефтяных УВ. В материнских породах с гумусовым ОВ образуются и эмигрируют на всех этапах процесса нефтегазообразования УВ системы с высокой газонасыщенностью – от нефтей с высоким газовым фактором в главной зоне нефтеобразования до бедных газоконденсатов и газов – в главной зоне газообразования.

Представляется естественным, что давление насыщения нефти газом должно быть тем выше, чем больше в ней газа и выше пластовая температура. И действительно, давление насыщения в природных нефтях наиболее существенно и значительно возрастает при повышении их газонасыщенности (рис. 2.8). При увеличении газонасыщенности от $50 \text{ м}^3/\text{м}^3$ до $700 - 800 \text{ м}^3/\text{м}^3$ давление насыщения нефти газом возрастает от 8 МПа до 36 МПа.

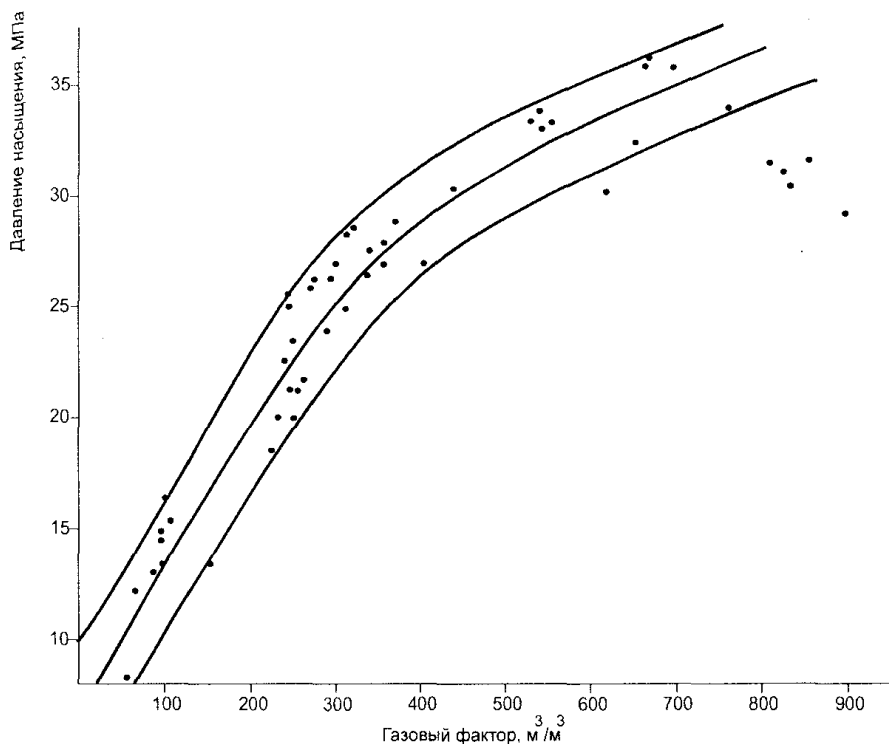


Рис. 2.8. Зависимость давления насыщения нефти газом от газового фактора

Прямая связь между температурой и давлением насыщения нефти газом характеризуется большим разбросом данных, но также несомненна (рис. 2.9).

По минимальным значениям при повышении температуры от 105°C до 180°C давление насыщения возрастает от 10 МПа до 30 МПа.

Совместное влияние газонасыщенности и температуры на величину давления насыщения нефти газом иллюстрирует рис. 2.10.

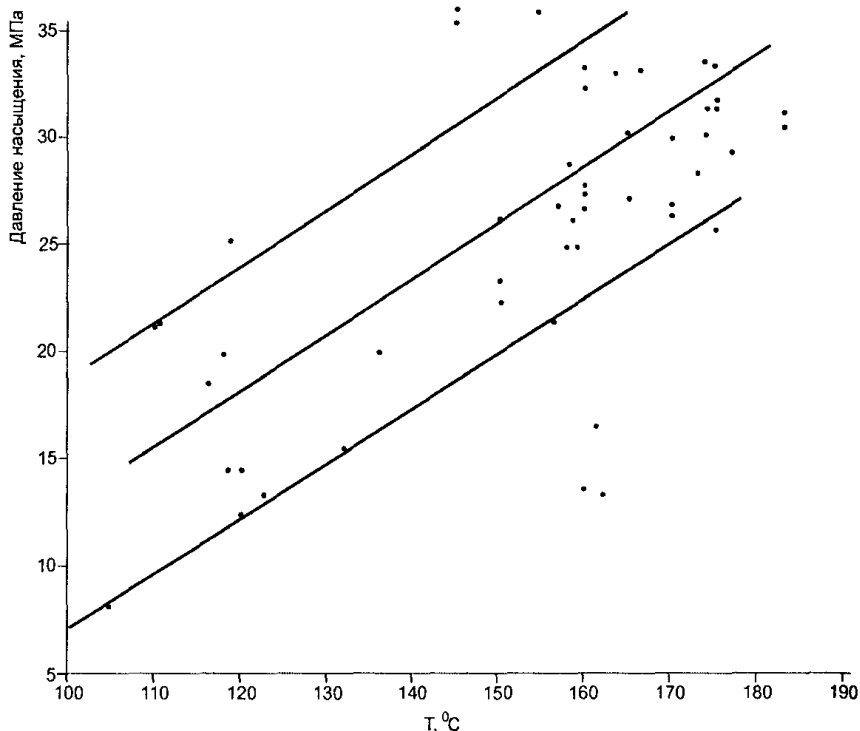


Рис. 2.9. Зависимость давления насыщения нефти газом от пластовой температуры

При пластовой температуре от 105 до 120⁰С и газонасыщенности от 50 до 250 м³/м³ (в стандартных условиях) величина давления насыщения нефти составляет 22 - 28 МПа и достигает максимума (34 МПа) при газонасыщенности нефти до 600 - 700 м³/м³ и температуре 150 - 160⁰С. При дальнейшем возрастании газонасыщенности нефти до 800 - 900 м³/м³ и температуры до 180⁰С увеличения давления насыщения не наблюдается.

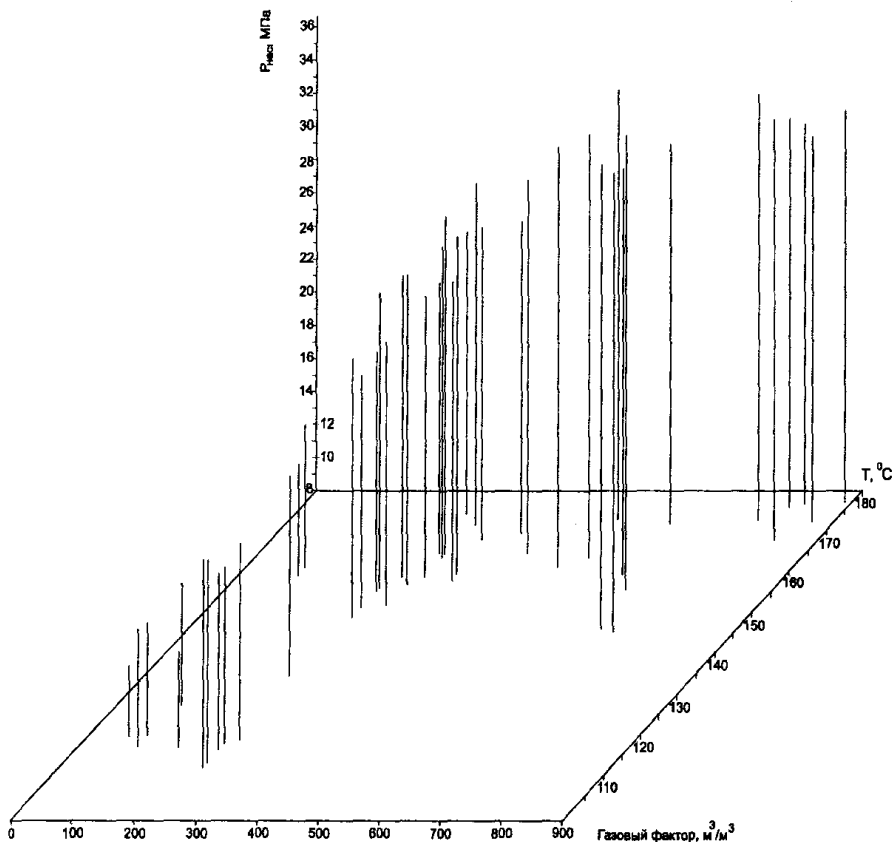


Рис. 2.10. Зависимость давления насыщения нефти газом от газового фактора и температуры

Используя эти данные и зная распределение давлений и температур по разрезу осадочного чехла, для нефтей с различной первичной газонасыщенностью можно примерно определить на каких глубинах будет происходить их частичная дегазация при восходящей вертикальной миграции (табл. 2.5).

Критические глубины начала потери нефтью растворенного газа

Главная зона генерации нефти			Первичный газовый фактор нефти (ст. условия), м ³ /м ³	Давление насыщения нефти газом в зоне генерации, МПа	Критическое пластовое давление начала дегазации нефти, МПа	Критическая глубина начала дегазации нефти, км	Интервал вертикальной миграции нефти без потерь растворенного газа, км
Глубина, км	Пластовое давление, МПа	Температура, °С					
3,0	30	105	25	8	8	0,8	3,5-0,8
3,0	30	105	50	10	10	1,0	3,5-1,0
3,0	30	105	100	14	14	1,4	3,5-1,4
3,0	30	105	200	20	20	2,0	3,5-2,0
3,0	30	105	300	25	25	2,5	3,5-2,5
3,0	30	105	400	29	29	2,9	3,5-2,9
3,0	30	105	500	30	30	3,0	3,5-3,0

По принятой нами схеме нижняя часть главной зоны нефтеобразования расположена на глубине около 3,5 км, где пластовое давление составляет 35 МПа, а температура 120°С. Нефти с первично низким газовым фактором 25 м³/м³ имеют давление насыщения около 8 МПа. Вследствие этого восходящая вертикальная миграция такой нефти из ГЗН может происходить без потерь растворенного газа до глубины 0,8 км. И только на глубинах менее 0,8 км возможна частичная потеря растворенного газа.

Чем выше первичный газовый фактор образовавшейся нефти в главной зоне нефтеобразования, тем на большей глубине будет начинаться частичное выделение растворенного в ней газа, когда нефть достигнет при миграции глубинной зоны с пластовым давлением ниже давления насыщения нефти газом. При газовом факторе $50 \text{ м}^3/\text{м}^3$ это может начинаться на глубине $< 1 \text{ км}$, при газовом факторе $100 \text{ м}^3/\text{м}^3$ – на глубине $< 1,4 \text{ км}$, при газовом факторе $200 \text{ м}^3/\text{м}^3$ – на глубине $< 2 \text{ км}$. Из первично высокогазонасыщенных нефтей ($400 - 500 \text{ м}^3/\text{м}^3$) частичная потеря растворенных газов может начинаться уже при подъеме нефти на $0,5 - 0,6 \text{ км}$ выше зоны генерации. Частичная потеря нефтью растворенного газа снизит ее газонасыщенность, нефть перейдет в другую, менее газонасыщенную категорию, и при ее дальнейшем подъеме к поверхности параметры УВ системы будут изменяться по параллельной кривой, соответствующей ее новой газонасыщенности.

Приближенная оценка величин давлений насыщения нефтей газом, а с их использованием и критических глубин, на которых начинается частичное выделение растворенного газа, может быть произведена, по нашему мнению, и расчетным путем.

На образовавшееся в зоне генерации элементарное скопление нефти с растворенным в ней газом воздействует пластовое давление, свойственное этой зоне – $P_{\text{пл}}$. Оно

уравно-вешивается давлением нефти и растворенного в ней газа.

Сумма парциальных давлений нефти и газа в элементарном скоплении УВ должна быть равна пластовому давлению:

$$P_n + P_r = P_{пл} \quad (2.4)$$

Величина парциального давления газа, как это обычно принимается, должна быть пропорциональна доле объема газа в системе УВ при данном давлении и температуре.

Исходя из этого можно заключить, что парциальное давление газа в системе УВ, т.е. давление насыщения нефти газом, должно определяться как

$$P_{нас} = \frac{P_{пл} \cdot V_r^{пл}}{V_{УВсист.}} \quad (2.5)$$

С использованием информации по конкретной совокупности проб нефтей (величина газового фактора, компонентный состав газа, плотность газа, молекулярный вес газа, пластовые температура и давление) нами вычислены величины объемов газа и объемной доли газа в системе УВ.

По этим данным по вышеприведенной формуле произведен расчет величины парциальных давлений газа, иначе говоря – величин давления насыщения нефти газом.

Расчетные величины давления насыщения нефти газом сопоставлены с экспериментально определенными величинами, свойственными для тех же проб нефтей (рис. 2.11). Как видим, связь между расчетными и

экспериментально определенными величинами давления насыщения нефти газом прямая и вполне устойчивая.

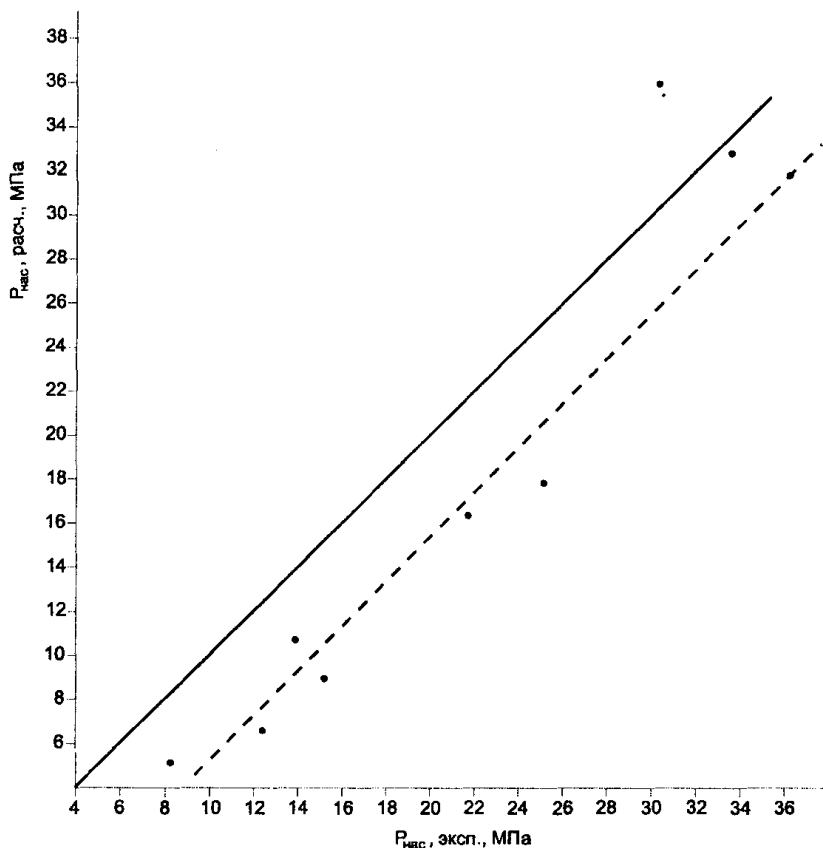


Рис. 2.11. Зависимость между экспериментально определенными и расчетными величинами давления насыщения нефти газом

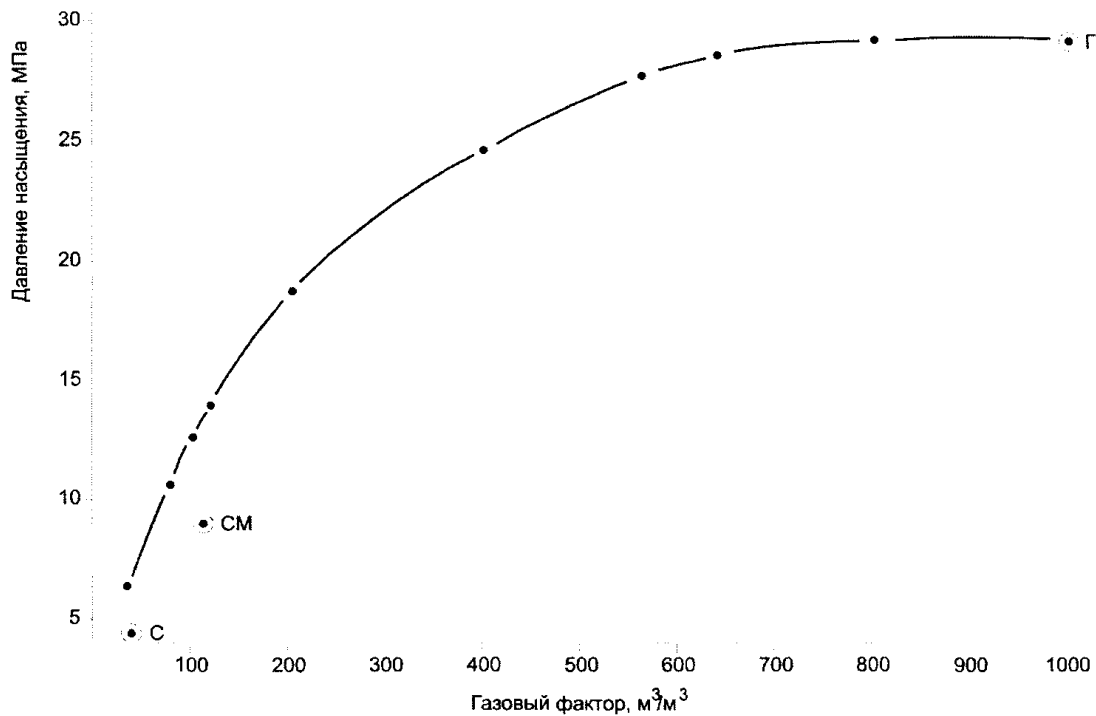
Однако расчетные величины давления насыщения в большинстве случаев систематически несколько ниже экспериментально определенных, в среднем на 20 %. В одном случае ошибка составила всего 3,3 %.

Следовательно, расчетные величины давлений насыщения, к тому же с поправкой на систематическую погрешность, вполне могут использоваться для приближенных оценок этого параметра и определения критических глубин, на которых давление насыщения нефти достигает пластового давления и далее может начаться частичная дегазация нефти.

На рис. 2.12 по данным проведенных расчетов показана связь между газовым фактором и расчетной величиной давления насыщения для образующихся нефтей при термической трансформации ОВ материнских пород и пластовых УВ систем месторождений углеводородов при распределении температур и давлений в недрах, свойственных в принятой нами схеме (табл. 2.1 и 2.3).

Для нефтей из зоны генерации с сапропелевым ОВ (табл. 2.6) величина средневзвешенного газового фактора (в стандартных условиях) составляет $44,8 \text{ м}^3/\text{м}^3$, а давление насыщения нефти газом – 4 - 5 МПа. По имеющимся у нас фактическим данным минимальная величина давления насыщения нефти газом при несколько большем газовом факторе ($53 \text{ м}^3/\text{м}^3$) равна 8 МПа.

Для нефтей из зоны генерации со смешанным типом ОВ (50 % сапропелевых и 50 % гумусовых компонентов) средневзвешенный газовый фактор составляет $118 \text{ м}^3/\text{м}^3$, а давление насыщения нефти газом – 8.8 МПа.



• - пластовые УВ флюиды, ○ - продукты генерации ОВ. Типы ОВ: C – сапропелевое, CM – смешанное, Г - гумусовое

Рис. 2.12. Зависимость давления насыщения нефти газом в пластовых УВ флюидах и в продуктах генерации ОВ материнских пород по расчетным данным

Таблица 2.6

**Средневзвешенные величины газового фактора
и давлений насыщения нефтей, генерированных разными
типами ОБ**

Глубинная зона генерации нефти, км	Пластовое давление, МПа	Пластовая температура, °С	Газовый фактор, м ³ /м ³ (в станд. усл.)	Давление насыщения нефти газом, МПа
с а п р о п е л е в о е О В				
1,8 – 3,0	18 – 30	70 – 105	44,8	4,14
с м е ш а н н о е О В				
2,5 – 3,0	25 – 30	87 – 105	118,0	8,8
г у м у с о в о е О В				
2,5 – 3,0	25 – 30	87 – 105	1014	29,7

Для нефтей зоны генерации с гумусовым ОБ средневзвешенный газовый фактор равен 1014 м³/м³ при величине давления насыщения нефти газом 29,7 МПа.

Следовательно частичная дегазация нефтей, генерированных сапропелевым ОБ, при их восходящей вертикальной миграции, может начаться, по этим данным, только вблизи от земной поверхности, на глубинах < 0,5 - 0,4 км. Частичная дегазация нефтей, генерированных смешанным ОБ, может начаться на глубине < 0,8 км, а нефтей, генерированных чисто гумусовым ОБ – на глубине < 2,9 км, то есть практически уже в главной зоне нефтеобразования.

Примерно такие же заключения следуют и из расчетов давления насыщения нефти газом для системы пластовых УВ флюидов (табл. 2.3, рис. 2.10).

Частичная дегазация нефти с газовым фактором $24 \text{ м}^3/\text{м}^3$ начинается только на глубине $< 0,4 - 0,5 \text{ км}$, нефти с газовым фактором $50 \text{ м}^3/\text{м}^3$ – на глубине $< 0,7 \text{ км}$, нефти с газовым фактором $100 \text{ м}^3/\text{м}^3$ – на глубине $< 1,25 \text{ км}$; нефти с газовым фактором $200 \text{ м}^3/\text{м}^3$ – на глубине $< 1,9 \text{ км}$; нефти с газовым фактором $500 \text{ м}^3/\text{м}^3$ – на глубине $< 2,7 \text{ км}$, а нефтей с газовым фактором $700 - 800 \text{ м}^3/\text{м}^3$ – на глубинах менее $2,9 - 3 \text{ км}$, то есть практически почти сразу же в главной зоне нефтеобразования.

Сделанные на основе расчетов заключения о критических глубинах начала частичной дегазации нефтей при их восходящей миграции незначительно отличаются от выводов, сделанных при использовании закономерностей, выявленных при обобщении экспериментальных данных.

Что касается газоконденсатов, то при вертикальной восходящей миграции из них может происходить частичная потеря растворенных в газе нефтяных УВ, приводящая к снижению их первичного конденсатного фактора, на глубинах, где пластовое давление становится ниже давления начала конденсации нефтяных углеводородов.

В соответствии с логикой давление начала конденсации должно быть тем выше, чем больше газ изначально перегружен растворенными в нем нефтяными углеводородами и чем ниже будет пластовая температура. Зависимость давления начала конденсации от величины конденсатного фактора хорошо видна на рис. 2.13,

построенном по данным, приведенным в работе Г.П. Былинкина [5]. При конденсатном факторе около 130 г/м^3 она не превышает 19 МПа , а при возрастании конденсатного фактора до 700 г/м^3 достигает 54 МПа , то есть возрастает в 2,8 раза.

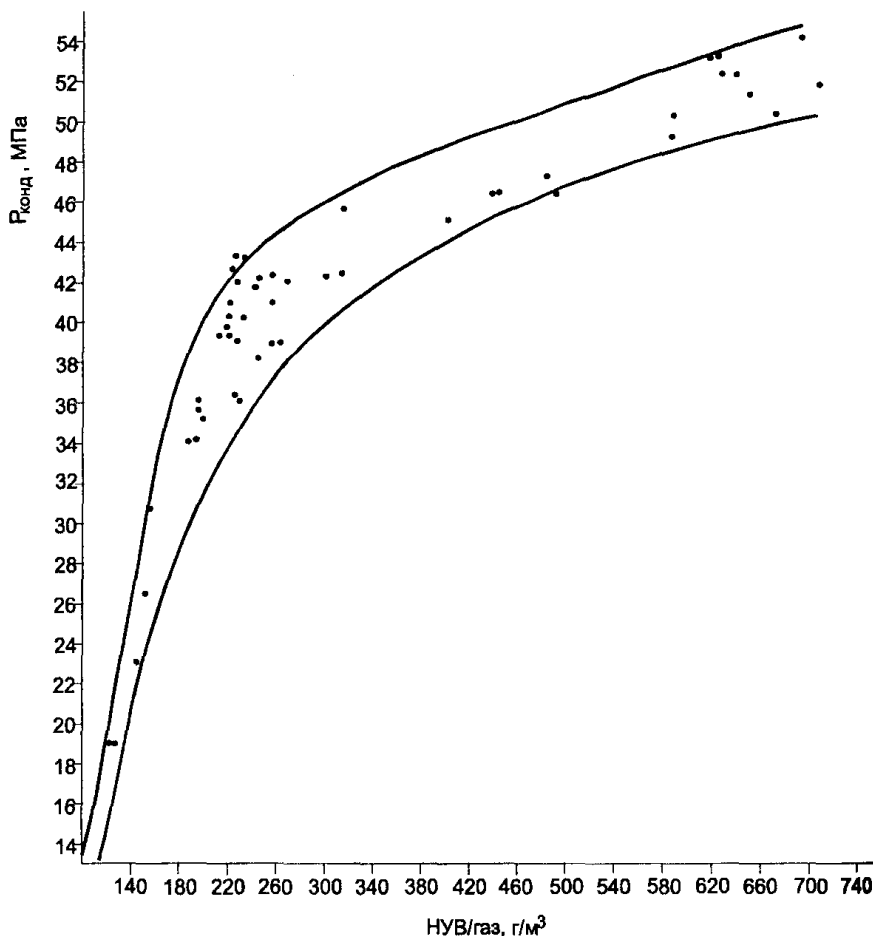


Рис. 2.13. Зависимость давления начала конденсации нефтяных УВ от величины конденсатного фактора

Зависимость давления начала конденсации от температуры менее четкая, но тенденция все-таки несомненна (рис. 2.14). При снижении температуры от 110°C до 75°C давление начала конденсации возрастает минимум от 30 МПа до 43 МПа, то есть для той же совокупности данных в 1,4 раза.

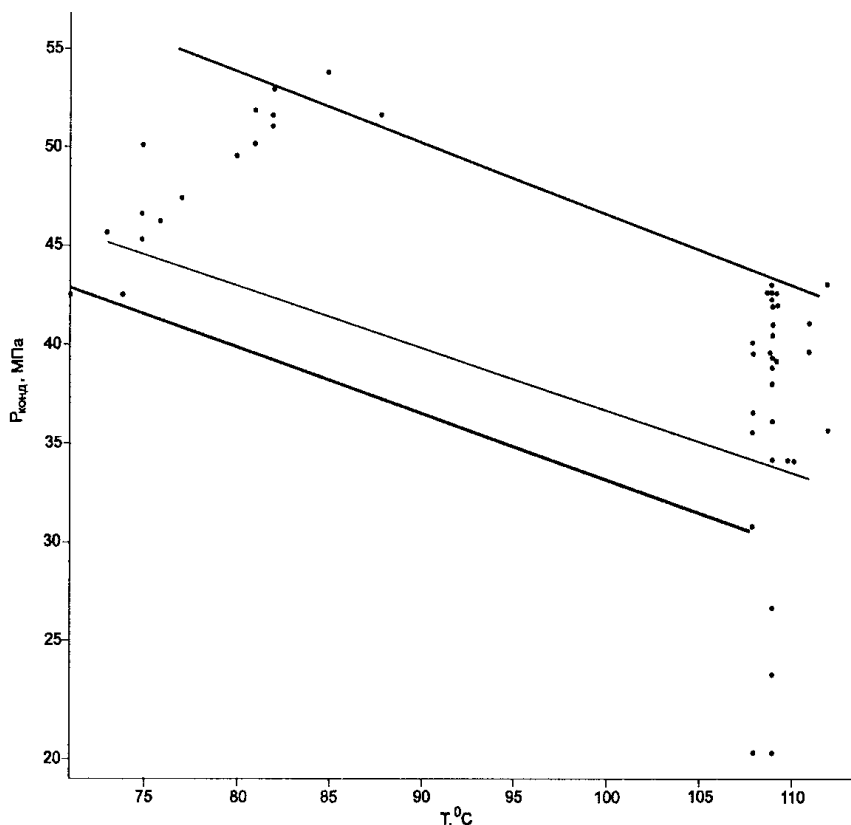


Рис. 2.14. Зависимость давления начала конденсации нефтяных УВ от температуры

Совместное влияние концентрации растворенных в газе нефтяных УВ и пластовой температуры на величину давления начала конденсации иллюстрирует рис. 2.15.

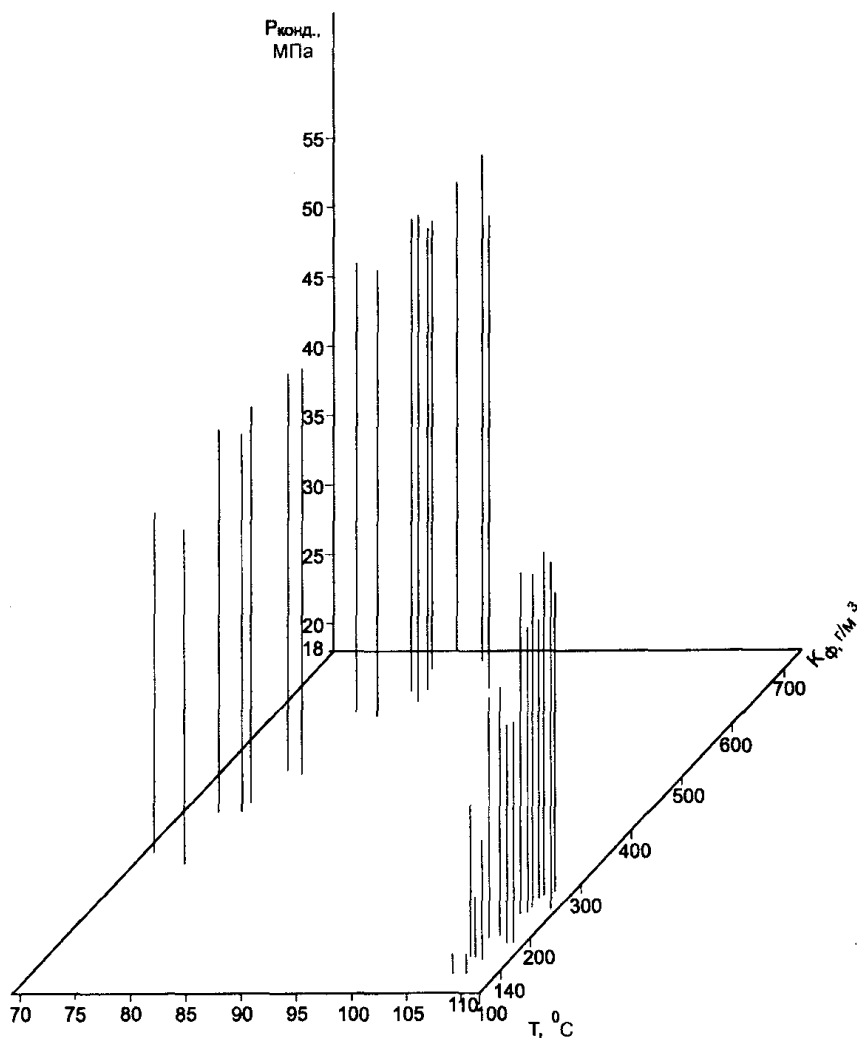


Рис. 2.15. Зависимость давления начала конденсации нефтяных УВ от величины газоконденсатного фактора и температуры

Давление начала конденсации растворенных в газе нефтяных УВ явно возрастает при повышении их концентрации в газе и снижении температуры. Видны две совокупности данных. При температуре около 110°C и увеличении конденсатного фактора от 130 до 300 г/м^3 давление начала конденсации возрастает от 19 до 41-44 МПа. При конденсатном факторе от 340 до 700 г/м^3 и температуре $70-80^{\circ}\text{C}$ давление начала конденсации возрастает с 42 до 84 МПа.

Располагая этими данными, а также зная распределение температур и давлений в разрезе осадков, можно примерно определить на каких глубинах из газоконденсатов с тем или иным конденсатным фактором будет происходить частичная потеря нефтяных УВ при их конденсации (табл. 2.7).

По принятой нами схеме главная зона генерации УВ газа находится на глубине до 6 км и характеризуется температурой 210°C и пластовым давлением 60 МПа.

Газоконденсат с первичным конденсатным фактором 140 г/м^3 (в стандартных условиях) характеризуется давлением начала конденсации 19 МПа и соответственно может мигрировать без потери растворенных нефтяных УВ с глубины 6 км до глубины 1,9 км, то есть на 4,1 км вверх по разрезу.

Газоконденсат с первичным конденсатным фактором в зоне генерации 200 г/м^3 (в стандартных условиях) и

характеризующийся давлением начала конденсации 33 МПа при миграции вверх по разрезу без какой-либо потери растворенных нефтяных УВ может подняться на глубину 3,3 км, то есть на 2,7 км вверх по разрезу.

Таблица 2.7

**Критические глубины начала потери газоконденсатом
растворенных нефтяных УВ**

Главная зона генерации газа			Первичный газоконденсатный фактор (ст. условия), г/м ³	Давление начала конденсации, МПа	Критическое пластовое давление начала потери конденсата, МПа	Критическая глубина начала потери конденсата, км	Интервал вертикальной миграции газоконденсата без потерь нефтяных УВ, км
Глубина, км	Пластовое давление, МПа	Температура, °С					
6	60	210	140	19	19	1,9	4,1
6	60	210	200	33	33	3,3	2,7
6	60	210	300	40	40	4,0	2,0
6	60	210	400	45	45	4,5	1,5
6	60	210	600	50	50	5,0	1,0
6	60	210	700	50	50	5,0	1,0

Чем выше конденсатный фактор, тем выше давление начала конденсации и тем меньше возможное расстояние вертикальной восходящей миграции газоконденсата без выпадения из него растворенных нефтяных углеводородов. При восходящей вертикальной миграции газоконденсата с конденсатным фактором 300 г/м³ частичное выпадение нефтяных УВ начнется уже на глубинах менее 4 км, а при

конденсатном факторе 700 г/м^3 – на глубине всего около 5 км, то есть поднявшись из зоны генерации всего на 1 км, газоконденсат уже начнет частично терять растворенные в нем нефтяные УВ.

Потеряв при конденсации часть растворенных нефтяных УВ, газоконденсат перейдет в категорию газов, менее насыщенных нефтяными углеводородами, и его параметры при дальнейшем подъеме к поверхности будут изменяться по параллельной кривой, свойственной для такой УВ системы (рис. 2.6, 2.7).

2.4. Количественная модель УВ систем, основанная на массовых соотношениях газовых и нефтяных УВ

В предшествовавших разделах характеристика генерационно-эмиграционных и пластовых УВ систем дана нами с учетом, в основном, объемных соотношений нефтяных и газовых УВ при соответствующих P и T , хотя исходными данными были, разумеется, массовые соотношения генерировавшихся ОВ материнских пород газовых и нефтяных УВ.

Однако некоторые авторы, например, В.А. Энглянд с соавторами [4], считают, что предпочтение следует отдавать массовым соотношениям газовых и нефтяных УВ, особенно при прогнозе фазового состояния УВ систем на поисковом этапе.

В качестве основного показателя УВ систем они предлагают использовать массовое отношение газовых УВ (C_1-C_5) к нефтяным (C_6+), в кг/кг. Величины этого показателя нами также были рассчитаны и даны в табл. 2.1 и 2.3 как для продуктов генерации разными типами ОВ для последовательных этапов процесса нефтегазообразования, так и пластовых УВ флюидов месторождений УВ – от самых низкогазонасыщенных нефтей с газовым фактором $15 \text{ м}^3/\text{т}$ до газов с конденсатным фактором $5 \text{ г}/\text{м}^3$.

Направленность изменения УВ флюидов, генерируемых ОВ материнских пород и эмигрирующих из них в коллектора на последовательных стадиях процесса нефтегазообразования выражена массовыми соотношениями газовых и нефтяных углеводородов достаточно четко (рис. 2.16).

В начале процесса нефтеобразования (начало градации катагенеза $МК_1$) весовое отношение газовых компонентов к жидким нефтяным для сапропелевого ОВ составляет $0,01 \text{ кг}/\text{кг}$, что в обычном понимании соответствует нефти с газовым фактором $728 \text{ м}^3/\text{м}^3$. Но таких нефтей эмигрирует из материнских пород очень мало. Далее с ростом степени катагенеза массовое соотношение газовых и нефтяных УВ уменьшается и достигает минимума ($0,02 \text{ кг}/\text{кг}$) к концу градации $МК_2$, что соответствует нефти с низким газовым фактором $16,6 \text{ м}^3/\text{м}^3$. Такие нефти при эмиграции из материнских пород с сапропелевым ОВ преобладают.

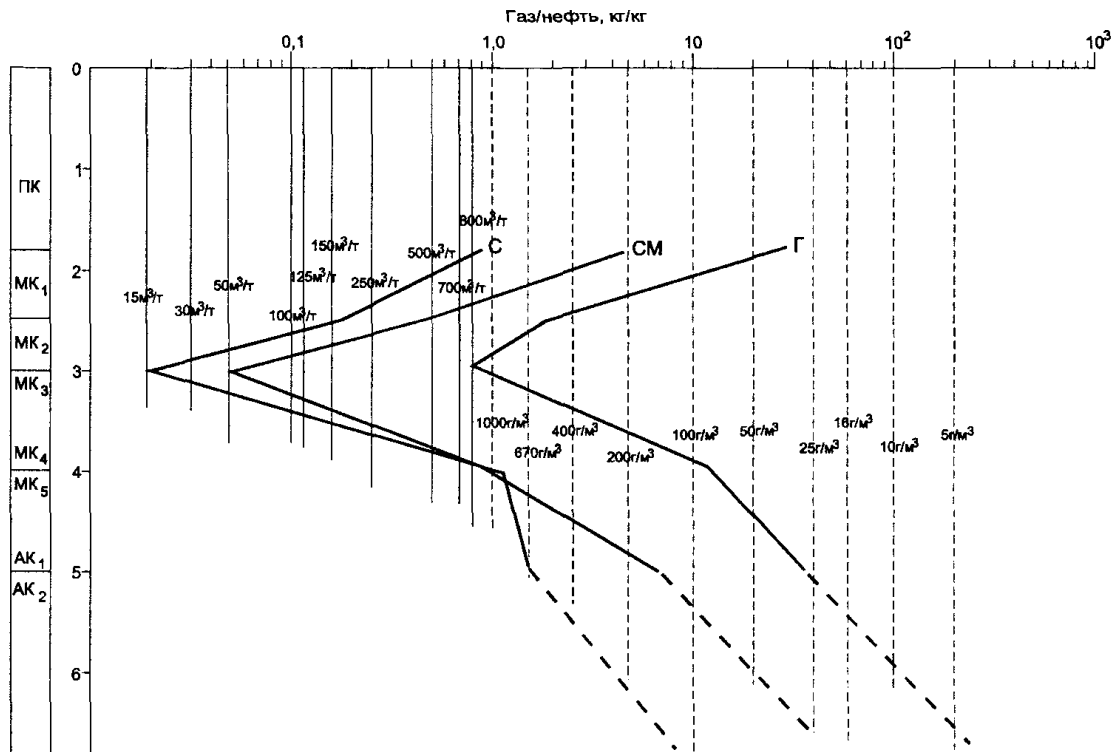


Рис. 2.16. Изменение весового соотношения газа и нефти в генерационно-эмиграционных и пластовых УВ системах

Нефтеобразование на этом этапе прекращается и начинается активное газообразование. В соответствии с этим массовое соотношение газовых и нефтяных УВ в системе снова возрастает – к началу градации $МК_5$ – до 1,12 кг/кг, а в начале градации $АК_2$ – до 1,32 кг/кг. Объемная доля нефтяных УВ в системе УВ снижается при этом с 92,6% до 24,3 - 18,4 %. В обычном понимании такая УВ система соответствует газоконденсатам с содержанием растворенных нефтяных УВ 890 - 755 г/м³ (в стандартных условиях).

Направленность в изменении массового соотношения газовых и нефтяных УВ для материнских пород с гумусовым ОВ та же самая, только на всех стадиях процесса нефтегазообразования отношение газа к нефти в десятки раз выше, чем в УВ системе, образующейся при термическом превращении сапропелевого ОВ (рис. 2.16).

В начале градации $МК_1$ весовое отношение газа к нефти в УВ системе гумусового ОВ равно 25,8 кг/кг, что в обычном понимании соответствует газоконденсату, содержащему растворенных нефтяных УВ 38,7 г/м³. Затем массовое отношение газа к нефти снижается при максимуме проявления ГФН до 0,83 кг/кг, что в общепринятом понимании соответствует нефтям с газовым фактором 660 м³/м³.

Прекращение генерации нефтяных УВ и усиление интенсивности газообразования снова определяет возрастание в системе УВ отношения массы газовых

компонентов к нефтяным – до 10,9 - 35,3 кг/кг в начале градации катагенеза AK_2 , что соответствует генерации и эмиграции из материнских пород газоконденсатов с содержанием растворенных в газе нефтяных УВ, снижающемся до 90 - 28 г/м³ (в стандартных условиях).

Смешанное ОВ (50% сапропелевых и 50% гумусовых компонентов) занимает, естественно, промежуточное положение между сапропелевым и гумусовым ОВ при той же самой направленности изменения массового соотношения газовых и нефтяных УВ в системе УВ флюидов на последовательных этапах процесса нефтегазообразования. В начале процесса весовое отношение газовых компонентов к нефтяным в системе УВ составляет 4,38 кг/кг, на пике проявления ГФН снижается до 0,05 кг/кг, а при активизации газообразования снова повышается до 6,9 кг/кг. В обычной системе представлений это соответствует генерации сначала газоконденсата, содержащего в стандартных условиях 280 г нефтяных УВ на м³ газа, затем в разгаре нефтеобразования - нефти с газовым фактором 83,7 м³/м³, а во время проявления ГФГ – газоконденсатов с конденсатным фактором в стандартных условиях, снижающимся от 900 до 144 г/м³.

На кривые, характеризующие массовое отношение газовых и нефтяных УВ в системах, эмигрирующих из материнских пород, нанесены данные, характеризующие массовое отношение газовых и нефтяных УВ в пластовых УВ

системах месторождений углеводородов – от нефтей с газовым фактором в условиях поверхности $15 \text{ м}^3/\text{т}$ (массовое отношение газа к нефти $0,015 \text{ кг/кг}$) до бедных газоконденсатов с конденсатным фактором в стандартных условиях 5 г/м^3 (массовое отношение газа к нефти 200 кг/кг).

Как видим, по диапазону массовых отношений газовых компонентов к нефтяным УВ системы, рождаемые ОВ материнских пород на последовательных этапах процесса нефтегазообразования, определяют формирование широкого спектра пластовых УВ флюидов, реально существующих в разнообразных месторождениях УВ – от нефтей с низким газовым фактором до бедных газоконденсатов и газов.

Таким образом, система генерационно-эмиграционных и пластовых УВ флюидов, построенная с использованием массовых отношений газовых и нефтяных УВ, вполне пригодна. Однако ранее подробно охарактеризованная единая система УВ флюидов, построенная с учетом объемных и некоторых весовых соотношений нефтяных и газовых УВ при соответствующих P и T , все же намного более информативна и более удобна для использования.

2.5. Частные модели углеводородных систем для Восточно-Сибирского и Тимано-Печорского бассейнов

В названных бассейнах параметры углеводородных систем (УВ-систем), рождавшихся и эмигрировавших из

нефтегазоматеринских пород (НГМ-пород) на соответствующих грациях катагенеза ОБ, были подсчитаны для трех фациально-генетических (биоценотических) типов ОБ, доминирующих в нижнем-среднем палеозое-допалеозое этих бассейнов: альгогенных сапропелитов, оксисорбосапропелитов и альгозоогенных сапропелитов. Альгогенные сапропелиты имеют, как правило, планктоногенную основу – *Cyanophita* и *Acritharcha* – с той или иной, чаще небольшой примесью альгобентоса – бурых водорослей *Phaeophita*; они характерны для пород с концентрацией $C_{\text{нк}} \geq 0,5 \%$ (доманикоидные и доманикитные концентрации). Породы, содержащие такой тип ОБ, слагают НГМ-формации рифея, венда, нижнего-среднего палеозоя Восточно-Сибирского домезозойского мегабассейна Сибирской платформы и силура Тимано-Печорского бассейна Восточно-Европейской платформы.

Оксисорбосапропелиты имеют ту же биоценотическую основу, только слагающее их ОБ претерпело более или менее существенное диагенетическое окисление, поэтому УВ-потенциал их ниже по сравнению с таковым у сапропелитов. Оксисорбосапропелиты характерны для НГМ-пород с концентрацией $C_{\text{нк}} 0,1 - 0,5 \%$. Такие породы встречаются в тех же вышеупомянутых НГМ-формациях в тех же регионах. В рассматриваемых здесь альгозоогенных сапропелитах основу составляют тентакулиты (талломо- и коллохитинит) с примесью планктонных зеленых водорослей

и Acritharcha. Альгозоогенные сапропелиты нередко являются породообразующим компонентом в доманикитах доманиковой формации (s.lato) D₃ Тимано-Печорского бассейна.

В табл. 2.8 - 2.10 представлены параметры УВ-систем для всех трех типов ОБ. (Следует напомнить, что для обоих рассматриваемых бассейнов характерна сокращенная – "субдонецкая" – зональность катагенеза ОБ.) В этих таблицах помещены как исходные данные – градации катагенеза ОБ, максимальные палеоглубины, соответствующие им пластовые давления и палеотемпературы, плотности нефти, нормальные плотности газа, суммарные величины генерации жидких и газообразных УВ к концу каждого этапа, величины их эмиграции конкретно на каждом этапе (последние четыре параметра были получены из расчетных генерационно-эмиграционных моделей для соответствующего типа ОБ), так и подсчитанные параметры – плотности генерированного газа на соответствующих грациях и глубинах и различные типы объемных и объемно-весовых соотношений эмигрировавших УВ – фактически несжимаемой нефти и сжимаемого газа. Плотности эмигрировавшей нефти определялись, исходя из доли легких УВ C₇-C₁₄ (ЛУВ), в эмигрирующем жидком продукте (данные получены в генерационно-эмиграционных моделях и помещены в табл. 2.8 - 2.10). Для альгогенных сапропелитов плотности нефти изменяются от 0,82 т/м³ при доле ЛУВ 0,26 – на грациях

ПК₃-МК₁ до 0,70 т/м³, когда жидкий эмиграционный продукт целиком представлен ЛУВ (градация АК₁, табл. 2.8). Для оксисорбосапропелитов диапазон плотностей жидких продуктов эмиграции тот же с тем же примерно диапазоном доли ЛУВ (табл. 2.9).

Для альгозоогенных сапропелитов диапазон плотностей жидких продуктов эмиграции несколько сдвигается в сторону утяжеления – 0,72 ÷ 0,84 т/м³; доля ЛУВ колеблется в интервале 0,24 - 0,88. В отличие от первых двух типов ОВ, в альгозоогенных сапропелитах доманиковой формации D₃ в зоне апокатагенеза еще продолжается генерация ЛУВ и эмиграция последних порций хлороформного битумоида (ХБА), поэтому и плотность жидких УВ здесь несколько выше. Надо сказать, что специфика рассматриваемого ОВ такова (обилие асфальтенов в генерированном продукте), что процесс генерации и особенно эмиграции жидких УВ здесь растягивается на больший катагенетический диапазон по сравнению с альгогенными биоценотическими типами ОВ. Этот вопрос нами неоднократно рассматривался ранее.

В табл. 2.11 приведены поэтапные суммы эмигрировавших УВ и их доли в % от общей суммы эмиграции. Общая сумма эмигрировавших УВ для альгогенных сапропелитов составляет 0,4939 т/т ОВ; весовое отношение газа к нефти 0,405, нефти к газу – 2,47. Для оксисорбосапропелитов общая сумма эмигрировавших УВ – 0,3262 т/т ОВ; отношение газ/нефть 0,406, обратное – 2,46.

Углеводородные продукты генерации (альгогенные сапропелиты,

Градация катагенеза	Максимальная глубина, км	Палеотемпература, °С	Пластовое давление, МПа	Суммарная генерация жидких УВ, т/т ОВ	Эмиграция нефти на этапе, т/т ОВ	Суммарная генерация газа, т/т ОВ	Эмиграция газа на этапе, т/т ОВ	Доля легких УВ в эмигр. жидком продукте	$\rho_{\text{нефти}}$, т/м ³
ПК ₃	1,5	75	15	0,0516	0,0034	0,0092	0,0092	0,26	0,82
МК ₁	2,4	120	24	0,1271	0,1010	0,0668	0,0576	0,26	0,82
МК' ₂	2,8	140	28	0,2417	0,0892	0,0685	0,0017	0,30	0,80
МК'' ₂	3,2	160	32	0,2984	0,0903	0,0925	0,0240	0,32	0,80
МК ₃	3,8	190	38	0,3432	0,0518	0,1140	0,0215	0,92	0,70
МК ₄	4,1	205	41	0,3483	0,0062	0,1175	0,0035	0,59	0,78
МК ₅	4,4	220	44	0,3540	0,0062	0,1209	0,0034	0,59	0,78
АК ₁	5,0	250	50	0,3540	0,0035	0,1258	0,0049	1,0	0,70
АК _{2,3}	6,5	325	65	0,3540	-	0,1423	0,0165	-	-

Для альгозоосапропелитов эти цифры равны соответственно 0,3837 т/т ОВ; 0,32 и 3,10. Как видно, УВ-соотношения для альгосапропелитов и оксисорбо-сапропелитов одни и те же, однако эти типы различаются между собой как по абсолютным величинам эмигрировавших продуктов, так и по динамике процессов эмиграции.

Таблица 2.8

и эмиграции из нефтегазоматеринских пород
Сибирская платформа, R-D)

$\rho_{\text{газа}}, \text{Т/М}^3$		$\rho_{\text{нефти с раствор. газом}}$ при данных $P, T^0, \text{Т/М}^3$	$V_{\text{нефти в системе}}$ при $P, T^0, \%$	Жидкие УВ в системе при $P, T^0, \Gamma_{\text{нефти}}/\text{М}^3_{\text{газа}}$	Жидкие УВ на поверхности, $\Gamma_{\text{нефти}}/\text{М}^3_{\text{газа}}$	Газонасыщенность системы				Весовое соотношение г/н
при данных P, T^0	на поверхности					при данных P, T^0		на поверх- ности		
						$\frac{\text{М}^3_{\text{газа}}}{\text{М}^3_{\text{нефти}}}$	$\frac{\text{М}^3_{\text{газа}}}{\text{Т нефти}}$	$\frac{\text{М}^3_{\text{газа}}}{\text{М}^3_{\text{нефти}}}$	$\frac{\text{М}^3_{\text{газа}}}{\text{Т нефти}}$	
0,1555	0,0013	0,3348	6,48	57432	480	14,44	17,41	1685	2082	2,70
0,2203	0,0013	0,6022	32,03	387381	2280	2,12	2,59	359	438	0,57
0,2445	0,0013	0,7896	94,09	12742857	68091	0,06	0,08	11,7	14,7	0,02
0,2666	0,0013	0,6880	55,64	1003333	4891	0,80	1,00	164	204	0,27
0,2960	0,0013	0,5815	50,47	713498	3132	0,98	1,40	224	320	0,42
0,2063	0,0009	0,5735	31,72	364706	1594	2,15	2,74	492	627	0,56
0,2146	0,0009	0,5798	33,33	392405	1640	2,00	2,55	478	610	0,55
0,2299	0,0009	0,4258	19,01	164319	643	4,26	6,08	1089	1556	1,40
0,2614	0,0009	-	-	-	-	-	-	-	-	-

В табл. 2.12 приведены абсолютные величины эмигрировавших УВ и их соотношения по крупным этапам катагенетического процесса. В этой же таблице приведены и объемные значения УВ и их соотношения в нормальных условиях по тем же этапам – для всех трех рассматриваемых типов ОВ.

Углеводородные продукты генерации (оксисорбосапропелиты,

Градация катагенеза	Максимальная глубина, км	Палеотемпература, °С	Пластовое давление, МПа	Суммарная генерация жидких УВ, т/т ОВ	Эмиграция нефти на этапе, т/т ОВ	Суммарная генерация газа, т/т ОВ	Эмиграция газа на этапе, т/т ОВ	Доля легких УВ в эмигр. жидком продукте	$\rho_{\text{нефти}}$ т/м ³
ПК ₃	1,5	75	15	0,0579	0,0193	0,0068	0,0068	0,44	0,80
МК ₁	2,4	120	24	0,1247	0,0613	0,0221	0,0153	0,27	0,82
МК ₁ ²	2,8	140	28	0,1948	0,0663	0,0242	0,0021	0,25	0,82
МК ₂ ²	3,2	160	32	0,2152	0,0489	0,0547	0,0305	0,50	0,80
МК ₃	3,8	190	38	0,2330	0,0233	0,0737	0,0190	0,71	0,75
МК ₄	4,1	205	41	0,2363	0,0045	0,0787	0,0050	0,44	0,80
МК ₅	4,4	220	44	0,2396	0,0046	0,0842	0,0055	0,44	0,80
АК ₁	5,0	250	50	0,2396	0,0019	0,0882	0,0040	1,0	0,70
АК ₂₋₃	6,5	325	65	0,2396	0,0019	0,0942	0,0060	1,0	0,70

Максимальная эмиграция всей УВ-системы происходит на этапе ГФН (МК₁ - МК₂²), из альгосапропелитов – 73,66 % от общей эмиграционной суммы, из оксисорбосапропелитов – 68,79 %, из альгозоосапропелитов – 66,56 %, при этом жидких УВ эмигрирует из альгосапропелитов 79,78 % (от суммы жидких УВ), из оксисорбосапропелитов – 76,08 %, из альгозоосапропелитов – 71,47 %.

Таблица 2.9

и эмиграции из нефтегазоматеринских пород
(Сибирская платформа, R-D)

ρ газа, T/M^3		ρ нефти с раствор. газом при данных $P, T^0, T/M^3$	V нефти в системе при $P, T^0, \%$	Жидкие УВ в системе при $P, T^0, \Gamma_{\text{нефти}}/M^3$ газа	Жидкие УВ на поверхности, $\Gamma_{\text{нефти}}/M^3$ газа	Газонасыщенность системы				Весовое соотношение г/н
при данных P, T^0	на поверхности					при данных P, T^0		на поверх- ности		
						$\frac{M^3 \text{ газа}}{M^3 \text{ нефти}}$	$\frac{M^3 \text{ газа}}{T \text{ нефти}}$	$\frac{M^3 \text{ газа}}{M^3 \text{ нефти}}$	$\frac{M^3 \text{ газа}}{T \text{ нефти}}$	
0,1555	0,0013	0,6324	35,55	441674	3690	1,81	2,26	217	271	0,35
0,2203	0,0013	0,7007	51,84	882014	5208	0,93	1,22	157	192	0,25
0,2445	0,0013	0,8022	90,48	780000 0	40925	0,11	0,13	20	24	0,03
0,2666	0,0013	0,5951	34,81	427447	2084	1,87	2,34	384	480	0,62
0,2960	0,0013	0,5461	32,63	362928	1593	2,06	2,76	470	627	0,82
0,2063	0,0009	0,4875	18,79	185950	810	4,32	5,37	991	1233	1,11
0,2146	0,0009	0,4812	18,47	179687	752	4,41	5,56	1053	1328	1,20
0,2299	0,0009	0,3813	13,43	109195	428	6,44	9,15	1644	2337	2,10
0,2616	0,0009	0,3670	10,55	82969	285	8,48	12,05	2470	3510	3,15

Сравнение этих цифр еще раз подтверждает вышеупомянутую некоторую "затрудненность" эмиграции жидких УВ из пород доманиковой формации D_3 . Газообразных УВ на этапе ГФН эмигрирует соответственно по типам ОВ – 58,53 %, 50,85 % и 50,34 %.

**Углеводородные продукты генерации
(альгозоогенные сапропелиты, Тимано-Печорский**

Градация катагенеза	Максим. глубина, км	Палеотемпература, °С	Пластовое давление, МПа	Суммарная генерация жидких УВ, т/т ОВ	Эмиграция нефти на этапе, т/т ОВ	Суммарная генерация газа, т/т ОВ	Эмиграция газа на этапе, т/т ОВ	Доля легких УВ в эмигрир. жидком продукте	$\rho_{\text{нефти}}, \text{т/м}^3$
ПК ₃	1,5	75	15	0,0340	0,0020	0,0030	0,0030	0,25	0,84
МК ₁	2,4	120	24	0,1402	0,0966	0,0255	0,0255	0,25	0,84
МК ₁ ²	2,8	140	28	0,2166	0,0652	0,0334	0,0079	0,24	0,84
МК ₂ ²	3,2	160	32	0,2470	0,0456	0,0510	0,0176	0,24	0,84
МК ₃	3,8	190	38	0,2607	0,0313	0,0623	0,0113	0,84	0,72
МК ₄	4,1	205	41	0,2700	0,0131	0,0719	0,0096	0,64	0,78
МК ₅	4,4	220	44	0,2754	0,0063	0,0814	0,0095	0,39	0,80
АК ₁	5,0	250	50	0,2788	0,0063	0,0849	0,0035	0,73	0,75
АК ₂₋₃	6,5	325	65	0,2956	0,0238	0,0935	0,0086	0,88	0,72

Таким образом, "ГФН-овский" газ в целом составляет чуть более половины газа, эмигрировавшего от начала ПК₃ до конца АК₃. (однако указанные долевые значения не являются таковыми от всего генерированного в катагенезе газа, ибо на градации АК₄ (глубже 6,5 км) генерировалось еще – разными типами ОВ – от 10 до 20 % газообразных УВ.)

Таблица 2.10

и эмиграции из нефтегазоматеринских пород
бассейн, доманиковая формация D₃)

$\rho_{\text{газа}}, \text{Т/М}^3$		$\rho_{\text{нефти с раствор. газом}}$ при данных $P, T^0, \text{т/М}^3$	V нефти в системе при P, T^0 , %	Жидкие УВ в системе при $P, T^0, \text{г}_{\text{нефти}}/\text{М}^3_{\text{газа}}$	Жидкие УВ на поверхности, г $\text{нефти}/\text{М}^3_{\text{газа}}$	Газонасыщенность системы				Весовое соотношение г/н
при данных P, T^0	на поверхности					при данных P, T^0		на поверх- ности		
						$\frac{\text{М}^3_{\text{газа}}}{\text{М}^3_{\text{нефти}}}$	$\frac{\text{М}^3_{\text{газа}}}{\text{т}_{\text{нефти}}}$	$\frac{\text{М}^3_{\text{газа}}}{\text{М}^3_{\text{нефти}}}$	$\frac{\text{М}^3_{\text{газа}}}{\text{т}_{\text{нефти}}}$	
0,1555	0,0013	0,4223	10,97	103627	866	8,11	9,65	969	1155	1,50
0,2203	0,0013	0,7229	52,97	946131	6131	0,89	1,05	150	179	0,23
0,2445	0,0013	0,7756	70,61	2018575	10723	0,42	0,50	78	93	0,12
0,2666	0,0013	0,6803	45,14	690909	3378	1,21	1,45	248	296	0,38
0,2664	0,0012	0,5998	50,50	740740	3323	0,98	1,35	217	300	0,36
0,2063	0,0009	0,5374	26,54	281720	1228	2,77	3,55	635	814	0,73
0,2146	0,0009	0,4480	15,13	142212	597	5,60	7,03	1335	1675	1,50
0,2299	0,0009	0,5892	35,59	414474	1619	1,81	2,41	463	617	0,55
0,2614	0,0009	0,5983	50,07	723404	2492	1,00	1,38	289	401	0,36

В то же время отношения газ/нефть и весовые, и объемные – среди всех этапов – для ГФН наименьшие, а нефть/газ соответственно наибольшие (табл. 2.12).

На этапе ГФГ (МК₃-МК₅) из альгосапропелитов эмигрирует 18,75 % УВ, из оксисорбосапропелитов - 18,98%, из альгозоосапропелитов – 21,14 %, причем на этом этапе весовое отношение газ/нефть еще меньше единицы – 0,44;

0,91; 0,60 – соответственно по типам ОВ (табл. 2.12).
Последнее связано с тем, что на градации МК₃ – несмотря на прекращение генерации ХБА в альгогенных типах ОВ – вместе с генерацией ЛУВ бывают вовлечены в эмиграцию еще значительные порции жидких УВ.

Таблица 2.11

Поэтапные суммы эмигрировавших УВ и их долевые значения от общей катагенетической суммы эмиграции

Градации катагенеза	Сибирская платформа, альгогенные сапропелиты		Сибирская платформа, оксисорбосапропелиты		Тимано-Печорский бассейн, альгозоогенные сапропелиты	
	Сумма эмигрировавших УВ, т/т ОВ	% от общей суммы эмиграции	Сумма эмигрировавших УВ, т/т ОВ	% от общей суммы эмиграции	Сумма эмигрировавших УВ, т/т ОВ	% от общей суммы эмиграции
ПК ₃	0,0126	2,55	0,0261	8,00	0,0050	1,30
МК ₁	0,1586	32,11	0,0766	23,48	0,1191	31,04
МК ₁ ²	0,0909	18,40	0,0684	20,97	0,0731	19,05
МК ₂ ²	0,1143	23,14	0,0794	24,34	0,0632	16,47
МК ₃	0,0733	14,84	0,0423	12,97	0,0426	11,10
МК ₄	0,0097	1,96	0,0095	2,91	0,0227	5,92
МК ₅	0,0096	1,96	0,0101	3,10	0,0158	4,12
АК ₁	0,0084	1,70	0,0059	1,81	0,0098	2,55
АК ₂₋₃	0,0165	3,34	0,0079	2,42	0,0324	8,45
Итого	0,4939	100,00	0,3262	100,00	0,3837	100,00

В зоне апокатагенеза (АК₁ - АК₃) эмиграционная доля УВ-системы соответственно по типам ОВ – составляет 5,04 %; 4,23 % и 11,0 %. Отношение газ/нефть самое высокое

в альгогенных сапропелитах – 6,11 (здесь эмиграция жидких УВ заканчивается в конце АК₁, а на АК₂₋₃ эмигрирует только газ); в оксисорбосапропелитах – 2,63; и только в альгозоогенном ОВ доманиковой формации D₃ это отношение опять-таки меньше единицы – 0,40, что определяется генерационно-эмиграционной спецификой этого ОВ, о чем уже говорилось выше. Наименьшая доля эмиграции УВ-систем связана с этапом ПК₃; значения отношения газ/нефть в разных типах ОВ различны – и больше, и меньше единицы (табл. 2.12).

Следует, однако, признать, что достоверность модельных расчетов для подстадии ПК наименьшая, что связано с минимальным объемом информации по этому этапу, определяемым в свою очередь спецификой регионов.

Но вернемся к табл. 2.8 - 2.10, где приведены основные расчетные параметры УВ-систем. Пластовая плотность ($\rho_{пл}^r$) эмигрирующего газа изменяется от 0,1555 т/м³ на ПК₃ до 0,2960 т/м³ на МК₃ (при молекулярном весе 30) и от 0,2063 т/м³ на МК₄ до 0,2614 т/м³ на АК₃ (при молекулярном весе 20).

Пластовая газонасыщенность для альгосапропелитов изменяется в диапазоне 0,06 м³/м³ на МК₁₂ до 14,44 м³/м³ на ПК₃, составляя в апокатагенезе (АК₁) 4,26 м³/м³. Газовый фактор при этом соответствует величинам 11,7 м³/м³; 1685 м³/м³ и 1089 м³/м³.

Таблица 2.12

**Весовые и объемные соотношения эмигрирующих УВ
разного фазового состава по этапам**

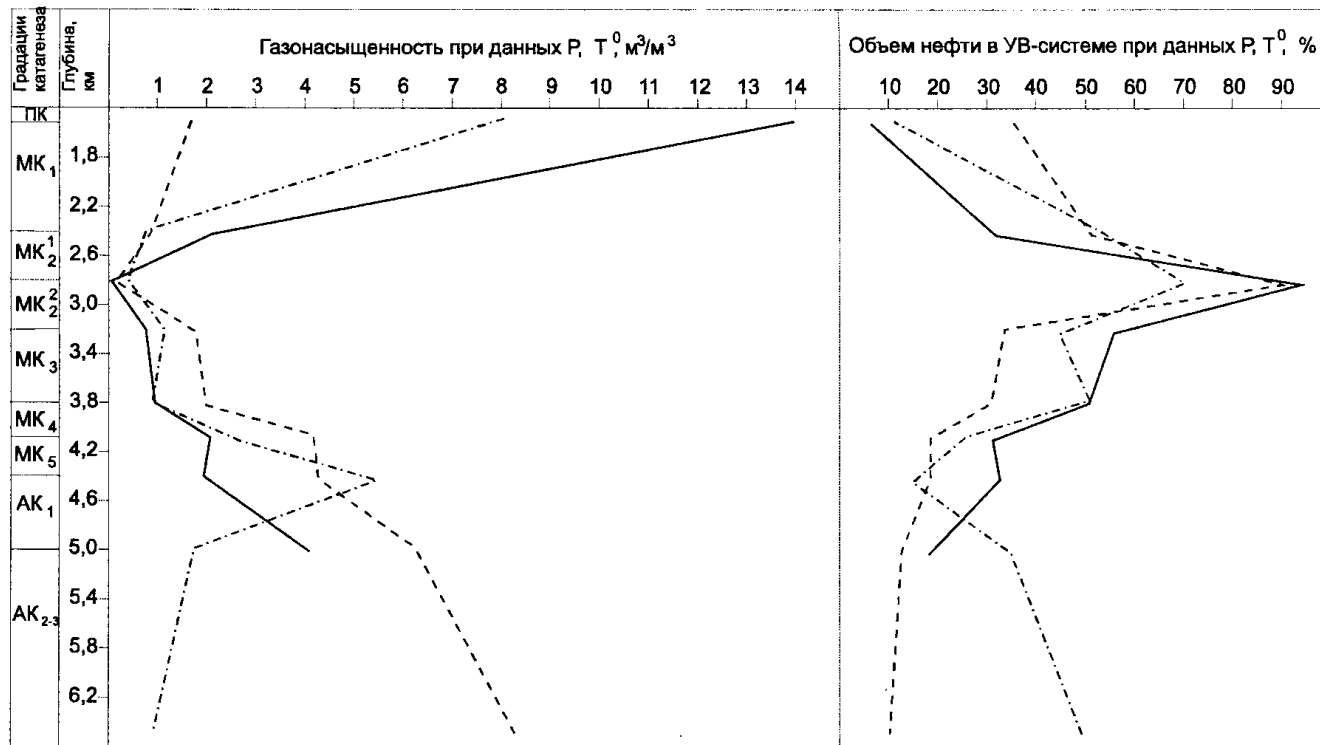
Тип ОВ	Этап	Весовые величины				Объемные величины			
		Абсолютные величины		Соотношение		Абсолютные величины		Соотношение	
		нефть, т/т ОВ	газ, т/т ОВ	газ/ нефть	нефть/ газ	нефть, м ³	газ, нм ³	газ/ нефть	нефть/газ
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Алгосапропелиты	ПК ₃	0,0034	0,0092	2,70	0,37	0,0041	7,08	1726,8	0,0006
	ГФН (МК ₁ -МК ₂ ²)	0,2805	0,0833	0,30	3,37	0,3477	64,08	184,3	0,0054
	ГФГ (МК ₃ -МК ₅)	0,0642	0,0284	0,44	2,26	0,0852	28,40	333,3	0,0030
	АК ₁₋₃	0,0035	0,0214	6,11	0,16	0,0047	23,78	5059,5	0,0002
	Итого	0,3516	0,1423	0,405	2,47	0,4417	123,34	279,2	0,0036
Окисорбо- сапропелиты	ПК ₃	0,0193	0,0068	0,35	2,84	0,0241	5,23	217,0	0,0046
	ГФН (МК ₁ -МК ₂ ²)	0,1765	0,0479	0,27	3,68	0,2170	36,85	169,8	0,0059
	ГФГ (МК ₃ -МК ₅)	0,0324	0,0295	0,91	1,10	0,0414	29,50	712,6	0,0014
	АК ₁₋₄	0,0038	0,0100	2,63	0,38	0,0054	11,11	2057,4	0,0005

Продолжение табл. 2.12

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Альгосапропелиты	Итого	0,2320	0,0942	0,406	2,46	0,2879	82,69	287,2	0,0035
	ПК ₃	0,0020	0,0030	1,50	0,67	0,0024	2,31	962,5	0,0010
	ГФН (МК ₁ -МК ₂ ²)	0,2074	0,0480	0,23	4,32	0,2469	36,92	149,5	0,0067
	ГФГ (МК ₃ -МК ₅)	0,0507	0,0304	0,60	1,67	0,0661	30,40	459,9	0,0022
	АК ₁₋₃	0,0301	0,0121	0,40	2,49	0,0410	13,44	327,8	0,0031
	Итого	0,2902	0,0935	0,32	3,10	0,3564	83,07	233,1	0,0043

Пластовая плотность нефти с растворенным газом составляет соответственно $0,7896 \text{ т/м}^3$; $0,3348 \text{ т/м}^3$ и $0,4258 \text{ т/м}^3$, а объем нефти в системе 94,09 %; 6,48 % и 19,01 % (табл. 2.8). В оксисорбосапропелитах газонасыщенность изменяется от $0,11 \text{ м}^3/\text{м}^3$ на МК^1_2 до $8,48 \text{ м}^3/\text{м}^3$ на АК_{2-3} ; газовый фактор соответственно равен $20 \text{ м}^3/\text{м}^3$ и $2470 \text{ м}^3/\text{м}^3$. Пластовая плотность нефти с растворенным газом на указанных грациях равна $0,8022 \text{ т/м}^3$ и $0,3670 \text{ т/м}^3$, а объем нефти в системе – 90,48 % и 10,55 %. Эти величины образуют соответственно максимумы и минимумы значений (табл. 2.9). В альгозоогенных сапропелитах доманиковой формации D_3 минимальная газонасыщенность ($0,42 \text{ м}^3/\text{м}^3$) также соответствует МК^1_2 (газовый фактор $78 \text{ м}^3/\text{м}^3$). А вот максимальная величина опять падает на ПК_3 ($8,11 \text{ м}^3/\text{м}^3$, газовый фактор $969 \text{ м}^3/\text{м}^3$), хотя она условна, как уже говорилось, из-за недостатка информации. На глубинах больше ГФН максимум газонасыщенности отвечает грации МК_5 (то есть в пределах ГФГ) – $5,60 \text{ м}^3/\text{м}^3$, газовый фактор $1335 \text{ м}^3/\text{м}^3$. Остальные ранее указанные параметры – их максимумы и минимумы – здесь также находятся в соответствии с газонасыщенностью системы (табл. 2.10).

На рис. 2.17 представлено изменение газонасыщенности и доли объема нефти в поградиционно эмигрирующих УВ-системах для всех трех типов ОВ, то есть рисунок иллюстрирует некоторые (основные) данные табл. 2.8 - 2.10.

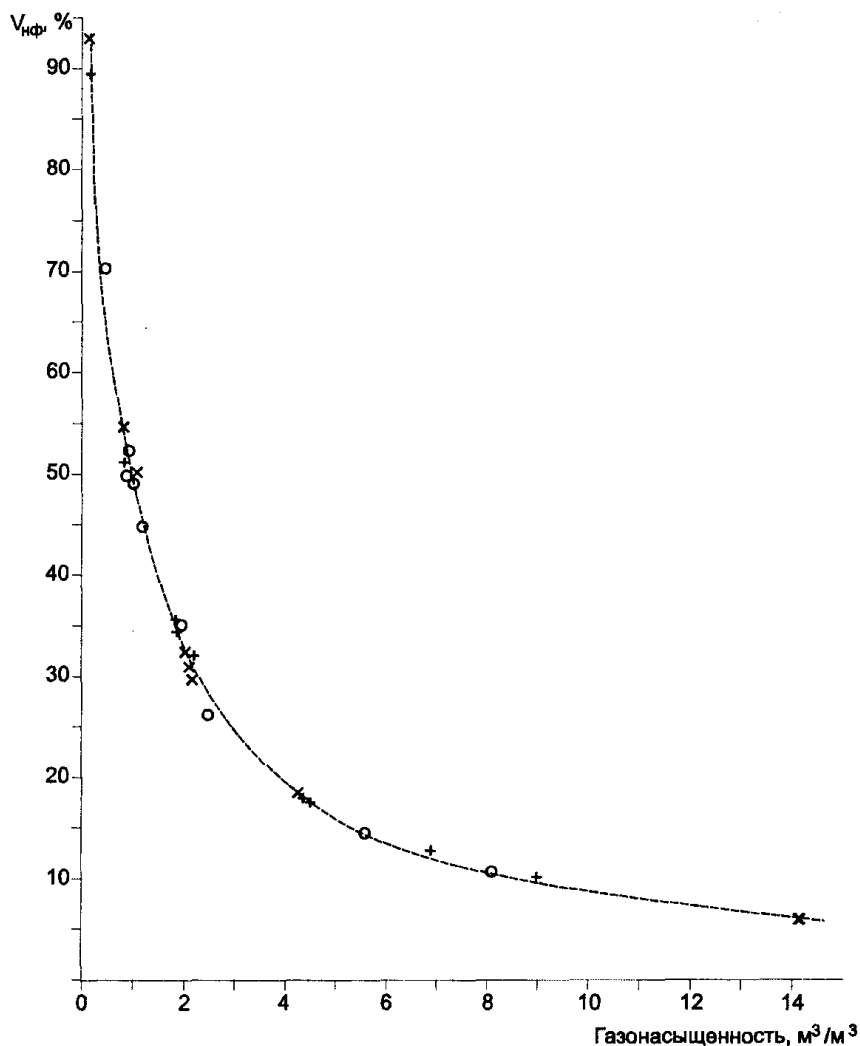


— альгосапропелиты; — — оксисорбосапропелиты; — · — альгозоосапропелиты

Рис. 2.17. Газонасыщенность и объемная доля нефти в эмигрирующей системе генерированных УВ на разных градациях катагенеза ОБ

Из рис. 2.17 видно, что распределение доли объема нефти является почти зеркальным отражением такового газонасыщенности. Газонасыщенность УВ систем альгогенных сапропелитов и оксисорбосапропелитов снижается от $ПК_3 - МК_1$ к $МК_2$, а затем вновь возрастает во второй половине мезокатагенеза и в апокатагенезе. Доля объема нефти ведет себя соответственно противоположным образом: возрастает от $ПК_3 - МК_1$ к $МК_2$, а затем неуклонно снижается. Указанные параметры УВ систем альгозоогенных сапропелитов доманиковой формации D_3 ведут себя аналогичным способом до конца мезокатагенеза, но в апокатагенезе проявляется противоположная тенденция: снижение газонасыщенности и увеличение доли объема нефти. О причине данного явления неоднократно упоминалось выше: растянутая генерация жидких УВ и запоздавшая их эмиграция. Газонасыщенность УВ-систем и доля объема нефти в них четко связаны между собой обратной, но не линейной, а экспоненциальной зависимостью (рис. 2.18).

До сих пор параметры эмигрирующих УВ-систем рассматривались нами на глубинных уровнях своего рождения. А что же происходит с ними при подъеме – в процессе миграции через толщи пород и/или при тектоническом воздымании того или иного участка литосферы?



x - альгосапропелиты;
 + - оксисорбосапропелиты;
 o - альгосоосапропелиты

Рис. 2.18. Связь объема нефти с газонасыщенностью в УВ-системах, эмигрирующих из НГМ-пород на разных грациях катагенеза ОВ (для разных типов ОВ)

Плотность и соответственно объем жидких УВ практически не изменяются, а вот параметры газа меняются весьма существенно, что влечет за собой значительные изменения газонасыщенности, конденсатного фактора, доли объема нефти и других зависящих от газа параметров, что уже было ясно из предыдущего изложения: вышеприводимые величины газового фактора во много раз выше любой пластовой газонасыщенности (табл. 2.8 - 2.10).

В табл. 2.13 приведен расчет изменения пластовых УВ-систем, рожденных на глубинах 3,8 км (МК₃) и 5,0 км (АК₁), при подъеме для всех трех типов ОВ. При подъеме УВ-систем, эмигрирующих с глубины 3,8 км объем газа и газонасыщенность во всех трех типах ОВ возрастают более, чем в 220 раз; во столько же раз снижается конденсатный фактор, а доля объема нефти снижается в 105 - 112 раз (табл. 2.13).

Главные количественные изменения происходят в интервале 0 - 1,0 км. Если при подъеме с глубины 3,8 км до 1 км объем газа возрастает в 2,65 раза, то при дальнейшем подъеме на поверхность возрастание объема происходит более чем в 85 раз. Динамика изменения остальных зависящих от объема газа параметров аналогична (табл. 2.13).

При подъеме УВ-систем, эмигрирующих с глубины 5,0 км (АК₁), объем газа и газонасыщенность возрастают в 255 раз, доля объема нефти снижается при этом в ~ 160-220 раз.

В табл. 2.14 приведен расчет изменения параметров УВ-систем, эмигрирующих с глубины 5 км в интервале подъема 1,0 - 0 км через каждые 100 м.

Из таблицы видно, что главный скачок происходит на последней "стометровке". При подъеме с глубины 1,0 км до глубины 0,1 км, т.е. в интервале 0,9 км, объем газа и газонасыщенность возрастают в 8,65 раза, а при дальнейшем подъеме к поверхности на 0,1 км увеличение этих показателей происходит в 9,55 раза. Таким образом, можно констатировать, что изменение объема газа и связанных с ним параметров с глубиной имеет "логарифмический характер".

Вышеописанные изменения параметров УВ-систем при подъеме иллюстрируют графики, приведенные на рис. 2.19 - 2.21. Они не требуют особых комментариев, только обратим внимание, что на графиках изменения объема газа (рис. 2.19) максимальные значения на каждом уровне отвечают альгогенным сапропелитам, минимальные – альгозоогенным сапропелитам доманиковой формации D_3 . На графиках изменения газонасыщенности (рис. 2.20) максимальные значения переходят к оксисорбосапропелитам, а минимальные также связаны с ОВ доманиковой формации D_3 . На графиках изменения доли объема нефти (рис. 2.21), наоборот – максимальные значения отвечают альгозоогенному ОВ, а минимальные – оксисорбосапропелитам. Все это связано со спецификой

каждого из типов ОВ и различиями в динамике генерации-эмиграции их УВ-систем, о чем неоднократно упоминалось выше.

Изменения углеводородных

Глубина, км	Сибирская платформа (альбогенные сапропелиты)						Сибирская (оксисорбо-		
	Эмиграция нефти, г	Эмиграция газа, т	V газа при P, T^0 , м ³	Жидкие УВ в системе (конд. ф-р) г н/м ³ г, P, T^0	Газонасыщенность, м ³ /м ³ Н	V нефти в системе, % P, T^0	Эмиграция нефти, г	Эмиграция газа, т	V газа при P, T^0 , м ³
3,8	51800	0,0215	0,0726	713498	0,98	50,47	23300	0,0190	0,0642
3	51800	0,0215	0,0850	609412	1,15	46,54	23300	0,0190	0,0752
2	51800	0,0215	0,1112	465827	1,50	39,96	23300	0,0190	0,0982
1	51800	0,0215	0,1924	269231	2,60	27,78	23300	0,0190	0,1701
0	51800	0,0215	16,54	3132	224	0,45	23300	0,0190	14,62
5	3500	0,0049	0,0213	164319	4,26	19,01	1900	0,0040	0,0174
4	3500	0,0049	0,0241	145228	4,82	17,18	1900	0,0040	0,0197
3	3500	0,0049	0,0287	121951	5,74	14,84	1900	0,0040	0,0235
2	3500	0,0049	0,0380	92105	7,60	11,63	1900	0,0040	0,0310
1	3500	0,0049	0,0658	53191	13,16	7,06	1900	0,0040	0,0538
0	3500	0,0049	5,44	643	1089	0,09	1900	0,0040	4,44

Так же, как и в случае "автономных" УВ-систем, эмигрирующих из НГМ-пород на каждой градации (рис. 2.18), при подъеме каждой из них отмечается четкая обратная

экспоненциальная связь между газонасыщенностью УВ-системы и объемной доли нефти в ней (рис. 2.22).

Таблица 2.13

систем при подъеме

платформа сапропелиты)						Тимано-Печорский бассейн (альгозоогенные сапропелиты)		
Жидкие УВ в системе (конд. ф-р) г н/м ³ г, Р, Т ⁰	Газонасыщенность, м ³ /г м ³ Н	У нефти в системе, % Р, Т ⁰	Эмиграция нефти, г	Эмиграция газа, т	У газа при Р, Т ⁰ , м ³	Жидкие УВ в системе (конд. ф-р) г н/м ³ г, Р, Т ⁰	Газонасыщенность, м ³ /г м ³ Н	У нефти в системе, % Р, Т ⁰
362928	2,06	32,63	31300	0,0113	0,0424	740740	0,98	50,50
309840	2,42	29,26	31300	0,0113	0,0491	637475	1,13	46,98
237271	3,16	24,05	31300	0,0113	0,0649	482280	1,49	40,13
136978	5,47	15,46	31300	0,0113	0,1124	278470	2,58	27,90
1593	470	0,21	31300	0,0113	9,42	3323	217	0,46
109195	6,44	13,43	6300	0,0035	0,0152	414474	1,81	35,59
96447	7,30	12,05	6300	0,0035	0,0172	366279	2,05	32,81
80851	8,70	10,31	6300	0,0035	0,0205	307317	2,44	29,07
61290	11,48	8,01	6300	0,0035	0,0272	231617	3,24	23,60
35316	19,93	4,78	6300	0,0035	0,0470	134042	5,59	15,16
428	1644	0,06	6300	0,0035	3,89	1619	463	0,22

По формуле 2.5, приведенной в разделе 2, были рассчитаны величины давления насыщения, характеризующие УВ-системы, эмигрирующие на каждой градации катагенеза для всех трех типов ОВ.

Изменение углеводородных систем при

Глубина, м	$P_{пл}$, МПа	$T^{\circ}C$	$\rho_{пл}^r$, т/м ³	Сибирская платформа альгогенные сапропелиты		
				$V_{пл}^r$, м ³	Газона- сыщен- ность, м ³ г/м ³ н	V нефти в системе, %, P , T^0
1,0	10	50	0,0744	0,0658	13,16	7,06
0,9	9	45	0,0681	0,0720	14,40	6,49
0,8	8	40	0,0615	0,0797	15,94	5,90
0,7	7	35	0,0546	0,0897	17,94	5,28
0,6	6	30	0,0476	0,1029	20,58	4,63
0,5	5	25	0,0403	0,1259	25,18	3,82
0,4	4	20	0,0328	0,1494	29,88	3,24
0,3	3	15	0,0250	0,1960	39,20	2,49
0,2	2	10	0,0170	0,2880	57,60	1,71
0,1	1	5	0,0086	0,5698	113,96	0,87
0,0	0,1	0	0,0009	5,44	1089	0,09

Результаты расчетов приведены в табл. 2.15. Для альгогенных сапропелитов в пределах всей зоны мезокатагенеза давление насыщения меньше пластового, то есть системы являются недонасыщенными газом. Наименьшие величины характеризуют зону МК₂. На градации МК₁ дефицит давления невелик, ибо именно здесь генерируется большая часть "ГФН-овского" газа.

Таблица 2.14

подъеме в интервале глубин 1 - 0,1 км

Сибирская платформа оксисорбосапропелиты			Тимано-Печорский бассейн альгозоогенные сапропелиты		
$V_{пл}^r, \text{м}^3$	Газона- сыщен- ность, $\text{м}^3 \text{г/м}^3 \text{н}$	V нефти в системе, %, P, T^0	$V_{пл}^r, \text{м}^3$	Газона- сыщен- ность, $\text{м}^3 \text{г/м}^3 \text{н}$	V нефти в системе, %, P, T^0
0,0538	19,93	4,78	0,0470	5,59	15,16
0,0587	21,74	4,40	0,0514	6,12	14,05
0,0650	24,07	3,99	0,0569	6,77	12,86
0,0733	27,15	3,55	0,0641	7,63	11,59
0,0840	31,11	3,11	0,0735	8,75	10,26
0,0993	36,78	2,65	0,0868	10,33	8,82
0,1220	45,19	2,17	0,1067	12,70	7,30
0,1600	59,26	1,66	0,1400	16,67	5,66
0,2353	87,15	1,13	0,2059	24,51	3,20
0,4651	172,26	0,58	0,4070	48,45	2,02
4,44	1644	0,06	3,89	463	0,22

В зоне апокатагенеза (AK_1) давление насыщения превышает пластовое, система перенасыщена и является газоконденсатной. (На градации AK_{2-3} жидкие УВ в системе отсутствуют.) Значительный избыток давления насыщения рассчитывается на PK_3 (табл. 2.15). В случае оксисорбосапропелитов дефицит давления насыщения связан с зоной ГФН, в зоне ГФГ и в апокатагенезе давление насыщения превышает пластовое; на градации PK_3

отмечается очень незначительный избыток давления насыщения по сравнению с пластовым. Для альгозоогенных сапропелитов доманиковой формации D₃ отмечается избыток давления насыщения на ПК₃, дефицит в интервале МК₁-МК₃, избыток на МК₄-МК₅ и снова дефицит в апокатагенезе. Здесь опять-таки сказалась специфика этого ОВ с затрудненной эмиграцией жидких УВ.

Давление насыщения на разных этапах

Градация катагенеза	Глубина, км	Пластовое давление, МПа	Сибирская платформа альгогенные сапропелиты			
			V газа, P, T ⁰ , М ³	V УВ- системы, P, T ⁰ , М ³	P насыще- ния, МПа	Газовый фактор, М ³ /м ³
ПК ₃	1,5	15	0,0592	0,0376	23,6	1685
МК ₁	2,4	24	0,2615	0,2634	23,8	359
МК ₂ ¹	2,8	28	0,0070	0,1115	1,7	11,7
МК ₂ ²	3,2	32	0,0900	0,1661	17,3	164
МК ₃	3,8	38	0,0726	0,1260	21,9	224
МК ₄	4,1	41	0,0170	0,0170	41,0	492
МК ₅	4,4	44	0,0158	0,0165	42,1	478
АК ₁	5,0	50	0,0213	0,0197	54,1	1089
АК ₂₋₃	6,5	65	0,0631	-	-	-

На рис. 2.23 представлена связь давления насыщения с газовым фактором УВ-систем. Наблюдается довольно хорошая прямая криволинейная связь между этими

величинами. При больших значениях газового фактора ($> 800 \text{ м}^3/\text{м}^3$) кривая давления насыщения выполаживается. Отмеченной связи не соответствуют два значения, характеризующие градацию ПК₃ для альгогенных и альгозоогенных сапропелитов. "Газовый фактор" здесь слишком велик для данных значений давления насыщения (табл. 2.15).

Таблица 2.15

генерации-эмиграции УВ-систем для разных типов ОБ

Сибирская платформа оксисорбосапропелиты				Тимано-Печорский бассейн альгозоогенные сапропелиты			
$V_{\text{газ}},$ $P, T^0, \text{м}^3$	$V_{\text{УВ-}}$ системы, $P, T^0, \text{м}^3$	P насыще- ния, МПа	Газовый фактор, $\text{м}^3/\text{м}^3$	$V_{\text{газ}},$ $P, T^0, \text{м}^3$	$V_{\text{УВ-}}$ системы, $P, T^0, \text{м}^3$	P насыще- ния, МПа	Газовый фактор, $\text{м}^3/\text{м}^3$
0,0437	0,0413	15,9	217	0,0193	0,0116	25,0	969
0,0694	0,1093	15,2	157	0,1021	0,1648	14,9	150
0,0086	0,0852	2,8	20	0,0323	0,0942	9,60	78
0,1144	0,1334	27,4	384	0,0660	0,0929	22,7	248
0,0642	0,0775	31,5	470	0,0424	0,0710	22,7	217
0,0242	0,0195	50,9	991	0,0465	0,0422	45,2	635
0,0256	0,0209	53,9	1053	0,0443	0,0353	55,2	1335
0,0174	0,0154	56,5	1644	0,0152	0,0166	45,8	463
0,0229	0,0215	71,2	2470	0,0329	0,0541	39,5	289

Видимо, значительная доля газа здесь изначально находилась в "свободном" состоянии. Все остальные значения – и при дефицитном, и избыточном давлении

насыщения – примерно "укладываются" в отмеченную зависимость. Видимо, избыточное давление на больших глубинах и грациях должно соответствовать газоконденсатным системам.

Исходя из формулы определения давления насыщения

$$P_{\text{нас}} = \frac{P_{\text{пл}} \cdot V_{\text{пл}}^r}{V_{\text{пл}}^{\text{УВсист.}}}, \text{ можно посчитать избыток или недостаток}$$

газа в каждой УВ-системе для случая, когда нефти будут предельно насыщенными, то есть давление насыщения будет равно пластовому. В этом случае $V_{\text{пл}}^r = V_{\text{пл}}^{\text{УВсист.}}$.

Проведя несложные расчеты, определим каковой при этом должна быть весовая доля нефти в системе:

$$n_{\text{нф}} = \frac{\rho_{\text{н}} - 2\rho_{\text{по}}^r}{\rho_{\text{н}} - \rho_{\text{пл}}^r}. \text{ Посчитав по этой формуле избыток или}$$

дефицит газа на каждой градации катагенеза для каждого типа ОВ, получаем следующее: для альгогенных сапропелитов суммарный избыток газа составляет 0,0266 т (0,0185 т в апокатагенезе, 0, 0081 т в протокатагенезе), суммарный дефицит – 0,2553 т, то есть почти в 10 раз больше; для оксисорбосапропелитов: избыток – 0,0114 т, дефицит – 0,1093 т; для альгозоосапропелитов: избыток – 0,0104 т, дефицит – 0,1455 т.

Таким образом, во всех рассмотренных типах сапропелитов наблюдается значительный дефицит газа.

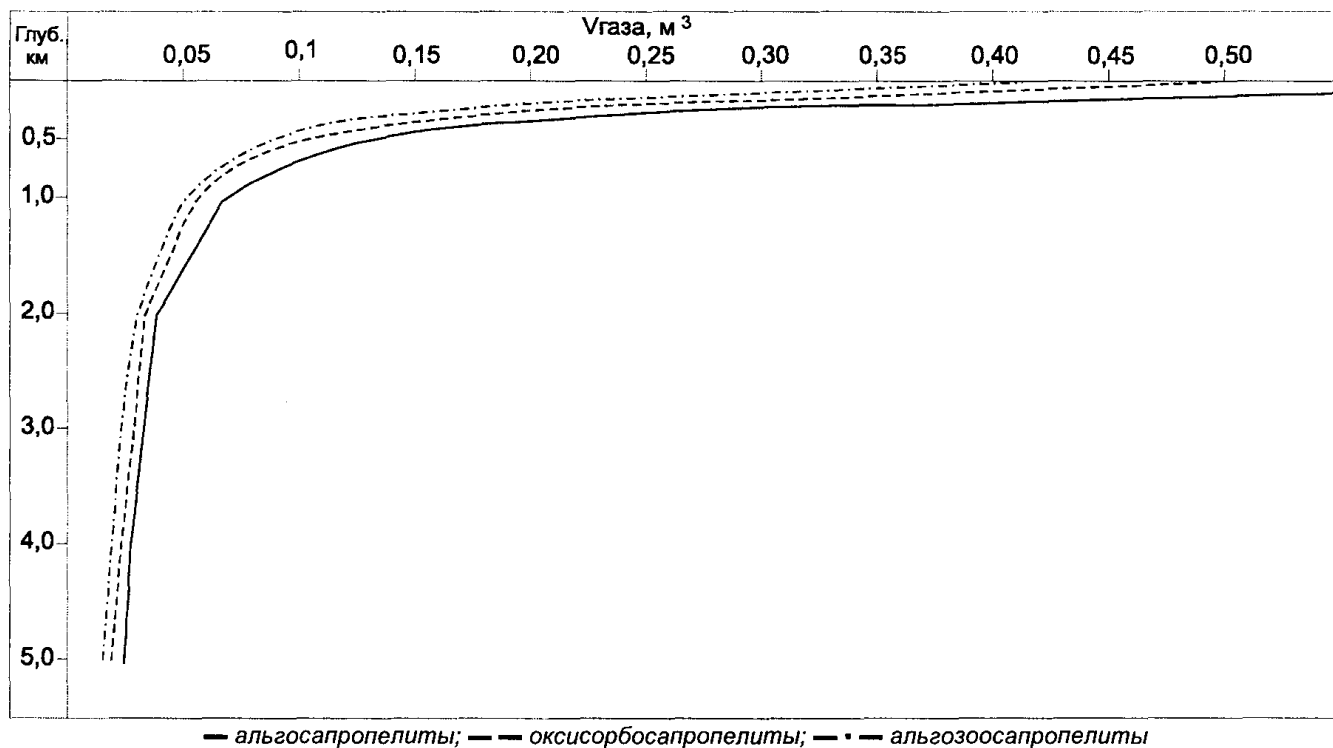


Рис. 2.19. Изменение объема эмигрирующего газа, генерированного на глубине 5 км, при подъеме (для разных типов ОВ)

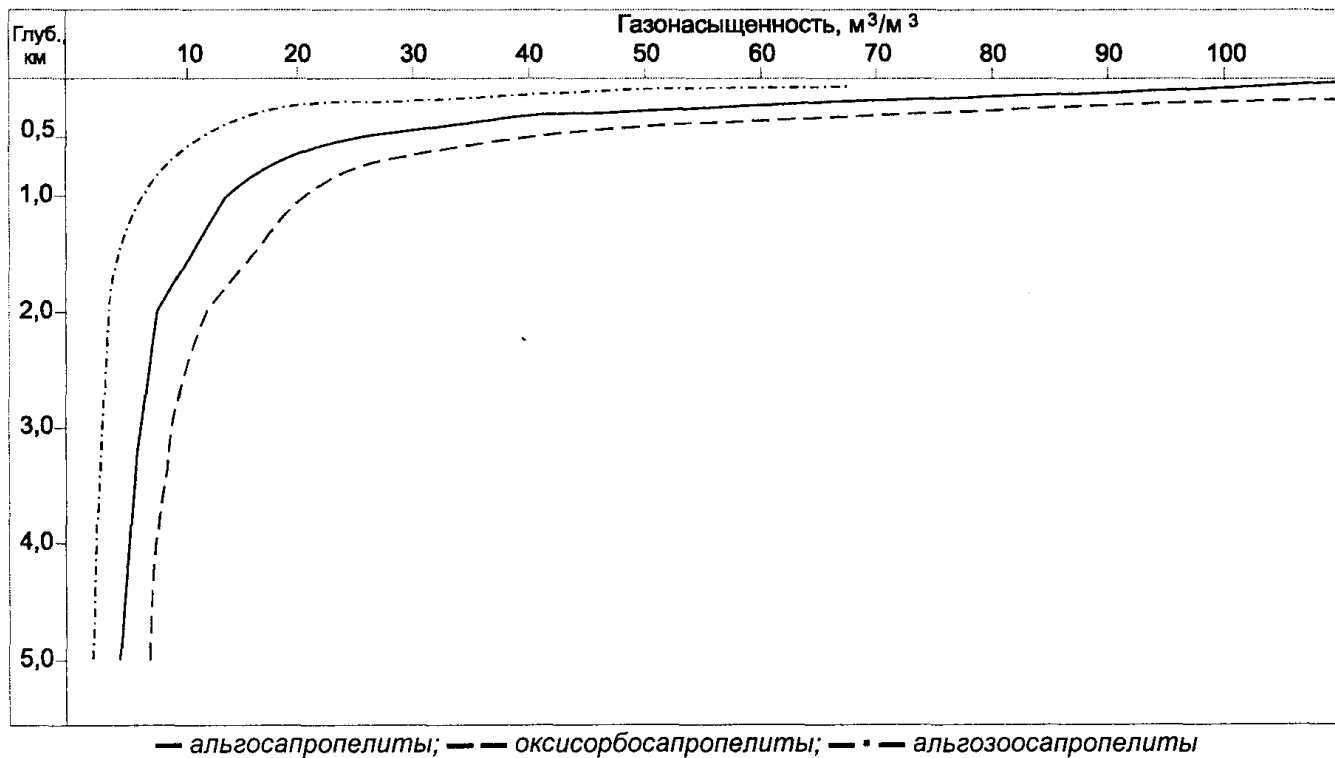


Рис. 2.20. Изменение газонасыщенности углеводородной системы, эмигрирующей из НГМ-пород на глубине 5 км, при подъеме (для разных типов ОВ)

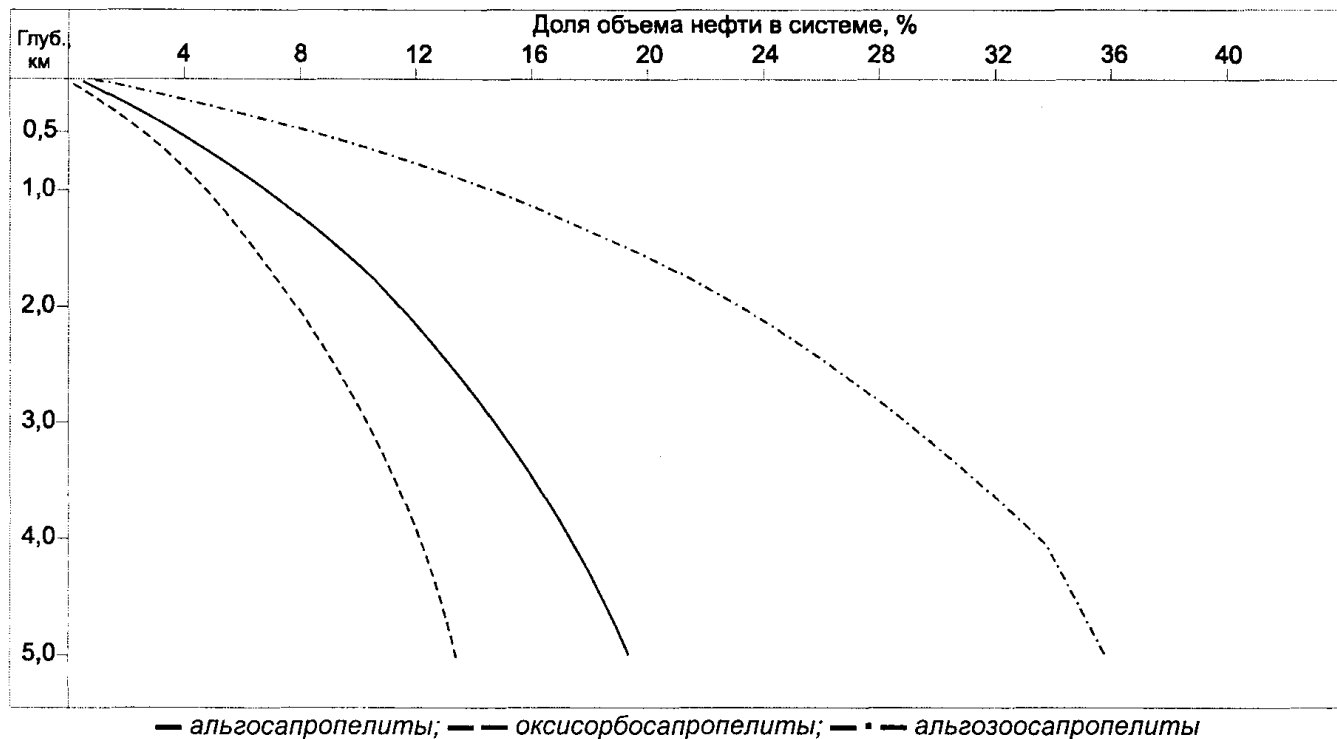


Рис. 2.21. Изменение доли объема нефти (в %) в УВ-системе, эмигрирующей из НГМ-пород на глубине 5 км, при подъеме (для разных типов ОВ)

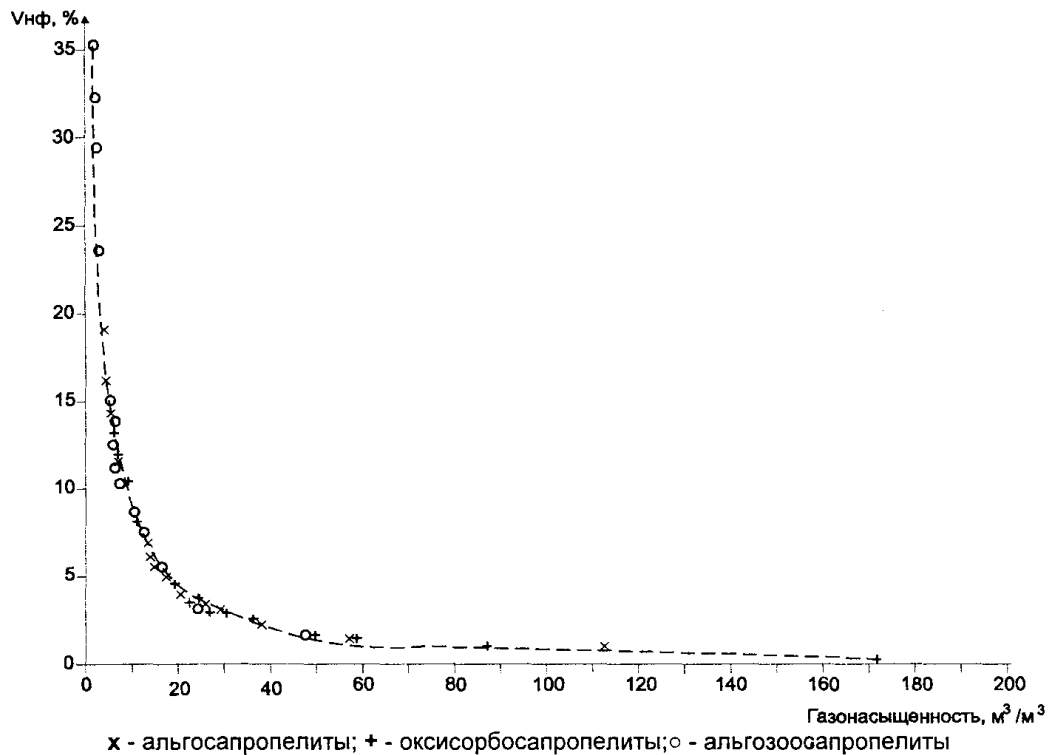
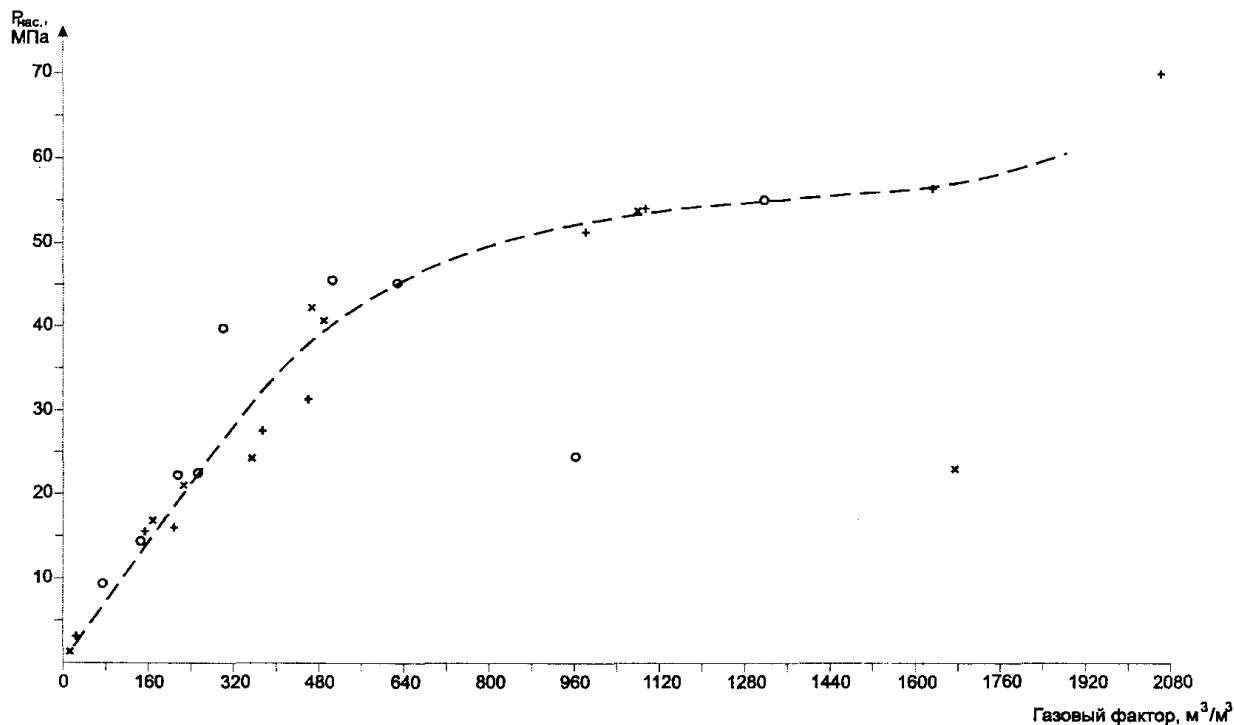


Рис. 2.22. Связь объема нефти в УВ-системе с газонасыщенностью при подъеме УВ, генерированных на глубине 5 км разными типами ОВ



x - альгосапропелиты; + - оксисорбосапропелиты; o - альгозоосапропелиты

Рис. 2.23. Связь давления насыщения с газовым фактором в эмигрирующих УВ-системах, генерированных на разных глубинах разными типами ОВ

Приведенные расчеты и рассуждения подтверждают установленную нами ранее закономерность генетического дефицита газа сапропелевого ОВ.

Некоторые нефтегеологические следствия "поведения" вышеописанных УВ-систем будут кратко рассмотрены в разделе, посвященном моделям формирования залежей УВ в условиях бассейнов древних платформ.

2.6. Физические свойства углеводородных флюидов в пластовых условиях

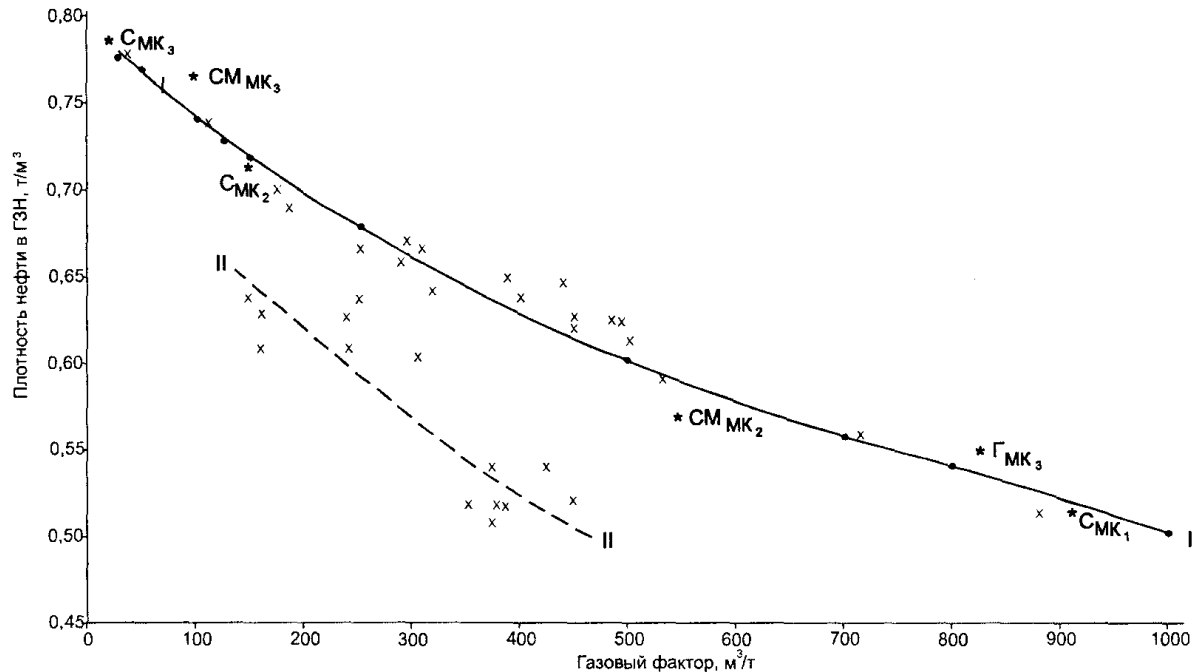
Для корректного определения скоростей миграции углеводородных флюидов при изучении формирования месторождений необходимо знание их физических свойств (плотности и вязкости) в пластовых условиях зон генерации с учетом температуры и давления. Справочные пособия таких данных не содержат, а потому пришлось выполнить специальную работу по определению плотности и вязкости широкого спектра углеводородных флюидов, опираясь на результаты исследований по моделированию генерационно-эмиграционных и пластовых углеводородных систем с учетом имеющихся фактических определений плотности и вязкости углеводородов в пластовых условиях на установках PVT.

2.6.1. Плотность углеводородных флюидов

При расчете плотности углеводородных флюидов принималось, что средняя плотность нефти (без растворенного газа) в зоне проявления главной фазы нефтеобразования составляет $0,8 \text{ т/м}^3$. Основанием для этого является тот факт, что с ростом глубины нефть облегчается, а конденсат – утяжеляется, их плотность в зоне проявления ГФН становится примерно одинаковой, равной в среднем $0,8 \text{ т/м}^3$.

Плотность пластовых углеводородных флюидов уменьшается по мере возрастания газосодержания. На основании данных, приведенных в предыдущей главе 2 (газосодержание м^3 газа на м^3 нефти, объемная доля нефти и газа в УВ системе, плотность газа в пластовых условиях), были рассчитаны плотности всего спектра углеводородных систем в пластовых условиях проявления ГФН и ГФГ – от нефтей с низким газовым фактором до высокогазо-насыщенных нефтей и от высоконефтенасыщенных газоконденсатов до чистых газов.

Помимо этого были использованы данные Г.П. Былинкина [5] по фактическим величинам плотностей углеводородных флюидов в пластовых условиях, определяемые на установках PVT. Расчетные и фактические значения плотности нефтей с газовым фактором от $10 \text{ м}^3/\text{т}$ до $1000 \text{ м}^3/\text{т}$ нанесены на рис. 2.24.



• - расчетное значение плотности пластовой нефти; * - расчетное значение плотности нефти, эмигрировавшей из материнских пород; x - фактические значения плотности пластовых нефтей; C, CM, Г - сапропелевое, смешанное, гумусовое ОВ материнских пород; МК₁, МК₂, МК₃ - начало градаций катагенеза ОВ; I - пластовые ГЗН нефти при температуре 90-127⁰С; II - пластовые нефти при температуре 170-190⁰С глубже ГЗН

Рис. 2.24. Зависимость плотности нефти в пластовых условиях ГЗН от газового фактора нефти

На нем хорошо видно, что расчетные данные о плотностях углеводородных систем, эмигрировавших из материнских пород, расчетные данные по пластовым углеводородным системам и данные о плотностях нефтей, определенных на установках PVT при пластовых температурах и давлениях, находятся в хорошем соответствии. Четко прослеживается (кривая I - I) последовательное снижение плотности нефтей при возрастании газосодержания от $0,8 \text{ т/м}^3$ (при газовом факторе около $10 \text{ м}^3/\text{т}$) до $0,6 \text{ т/м}^3$ (при газовом факторе $40 - 500 \text{ м}^3/\text{т}$) и, наконец, до $0,5 \text{ т/м}^3$ (при газовом факторе $900 - 1000 \text{ м}^3/\text{т}$). Это основная тенденция изменения плотности нефтегазовых систем в условиях проявления главной фазы нефтеобразования при пластовой температуре порядка $90-150^\circ\text{C}$ и давлениях от $20 - 25$ до $30 - 35 \text{ МПа}$.

Однако для нефтей, испытавших погружение глубже зоны проявления ГФН и находящихся в настоящее время в условиях повышенных пластовых температур ($170 - 190^\circ\text{C}$), по данным исследования пластовых нефтей установлена вторая линия изменения плотности пластовых нефтей. С возрастанием газосодержания, как и на основной кривой, происходит уменьшение плотности нефтей, но при более низком уровне их плотности при том же самом газовом факторе.

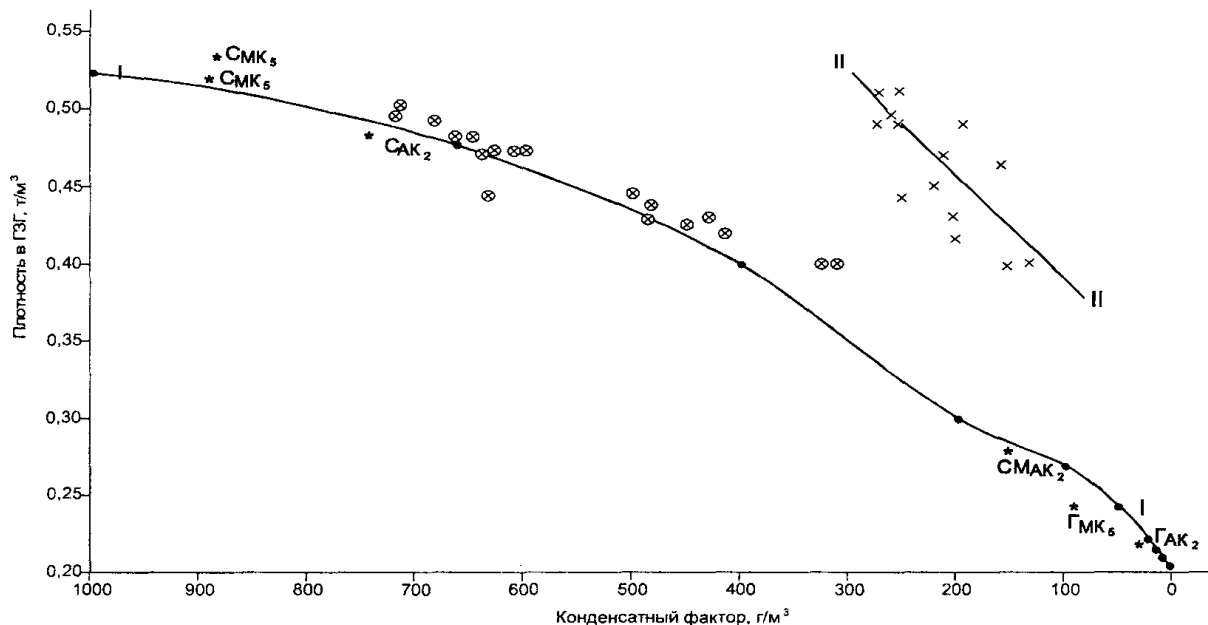
Так, например, по основной линии I при газовом факторе $200 \text{ м}^3/\text{т}$ плотность нефти равна примерно $0,7 \text{ т/м}^3$, а

по II линии – $0,62 \text{ т/м}^3$. Погружение нефтей глубже зоны проявления ГФН происходит, видимо, все-таки достаточно редко. Так что при расчетах скоростей миграции нефти следует снимать возможные значения плотностей нефти с кривой I.

Закономерности изменения плотности углеводородных флюидов с газовым фактором более $1000 \text{ м}^3/\text{т}$ – газоконденсатов и газов – показаны аналогичным образом с учетом теоретических расчетных и фактических данных на рис. 2.25.

Плотность пластовых газоконденсатов и газов последовательно снижается от $0,52 \text{ т/м}^3$ при содержании растворенных в газе нефтяных УВ 1000 г/м^3 (в стандартных условиях) до $0,40 \text{ т/м}^3$ при конденсатном факторе около 400 г/м^3 и до $0,25 \text{ т/м}^3$ при конденсатном факторе около 50 г/м^3 , а у чистого УВ газа – до $0,21 - 0,22 \text{ т/м}^3$.

По данным изучения пластовых УВ флюидов на установках PVT помимо основной I линии изменения плотности газоконденсатов выделяется также II линия. Углеводородные флюиды с аномально высоким содержанием двуокиси углерода и сероводорода, что характерно для Прикаспийской впадины, при том же самом содержании конденсата характеризуются заметно более высокой плотностью, которая снижается, как и в первом случае, при уменьшении конденсатного фактора.



• - расчетные значения плотности пластовых газоконденсатов и газов; * - расчетные значения плотности газоконденсатов и газов, эмигрировавших из материнских пород; х ⊗ - фактические значения плотности пластовых УВ флюидов; С, СМ, Г - сапропелевое, смешанное, гумусовое ОВ материнских пород; МК₅, АК₂ - начало градаций катагенеза; I - углеводородные флюиды с невысоким содержанием CO₂ и H₂S; II - углеводородные флюиды с аномально высоким содержанием CO₂ и H₂S.

Рис. 2.25. Зависимость плотности газоконденсатов и газов в пластовых условиях ГЗГ от конденсатного фактора

Для расчета скоростей миграции газоконденсатов и газов данные о вероятных плотностях флюидов следует снимать, конечно, с I кривой, которая построена с учетом обычного низкого содержания CO_2 и H_2S в газах. Второй кривой для определения плотностей УВ флюидов следует пользоваться только в специфических геолого-геохимических условиях.

2.6.2. Вязкость углеводородных флюидов

Другим важным показателем, необходимым для расчета скоростей миграции углеводородных флюидов, является их вязкость. Обобщение фактических данных по определению вязкости углеводородных флюидов на установках PVT дало возможность установить некоторые общие закономерности изменения этого параметра.

На рис. 2.26 хорошо видно, что в зоне проявления ГФН вязкость пластовых нефтей многократно снижается при возрастании газового фактора. При небольшом газовом факторе ($< 40 \text{ м}^3/\text{м}^3$) вязкость нефти составляет около 1,8 мПа·с, при газовом факторе $300 \text{ м}^3/\text{м}^3$ снижается в три раза – до 0,6 мПа·с, при газовом факторе около $500 \text{ м}^3/\text{м}^3$ не превышает 0,2 мПа·с, а при газовом факторе $800\text{-}900 \text{ м}^3/\text{м}^3$ не превышает уже 0,1 мПа·с.

Таким образом, при возрастании газового фактора до $900 \text{ м}^3/\text{м}^3$ вязкость нефти существенно уменьшается – в 18

раз, что обязательно нужно учитывать при моделировании скоростей миграции.

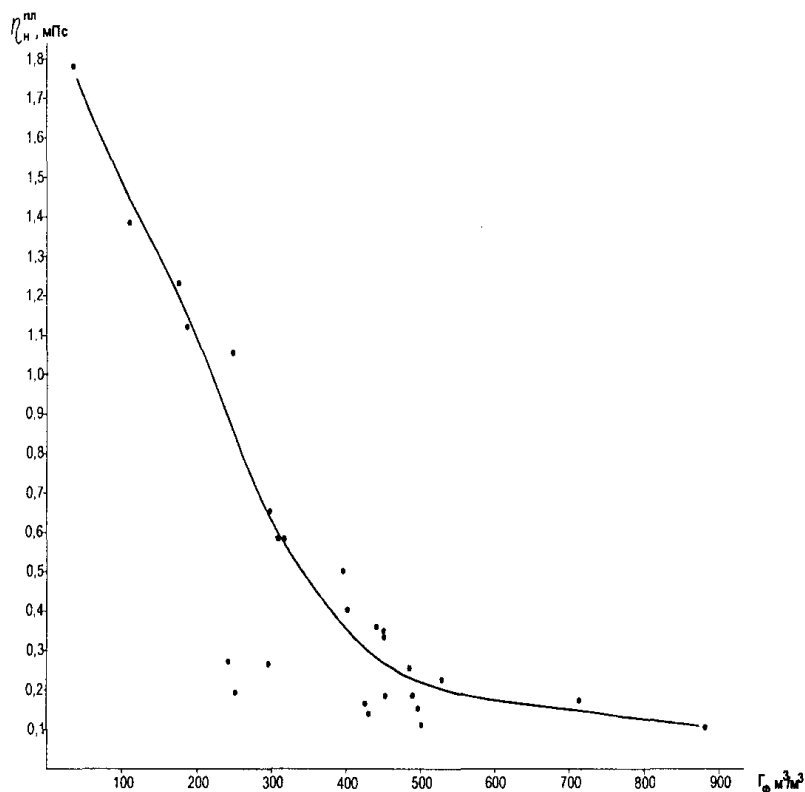


Рис. 2.26. Зависимость вязкости нефти в пластовых условиях от газового фактора

Прямая зависимость наблюдается также между плотностью и вязкостью нефтей в пластовых условиях (рис. 2.27). При уменьшении плотности пластовых нефтей от 0,8 до 0,5 т/м³ их вязкость снижается в пластовых условиях от 1,8 до 0,1 мПа·с. Графиками (рис. 2.26, 2.27) можно

пользоваться для определения вязкости широкого спектра нефтей.

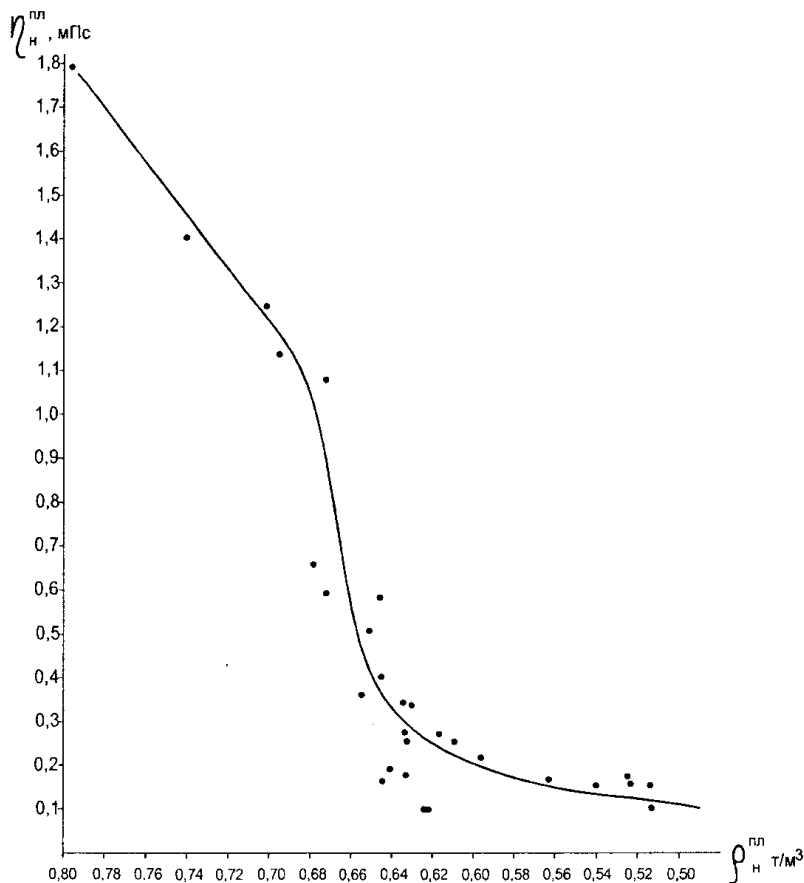
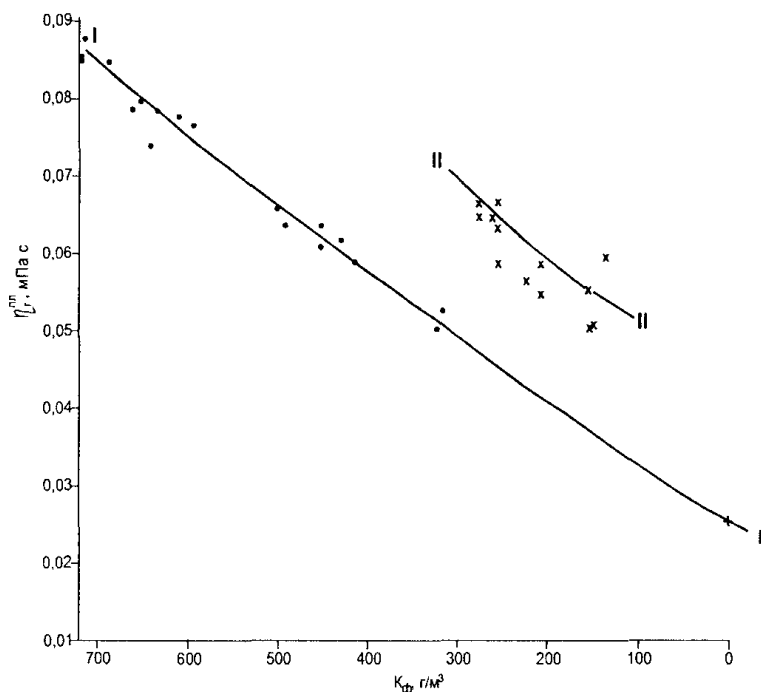


Рис. 2.27. Зависимость вязкости нефти в пластовых условиях в ГЗН от ее плотности в пластовых условиях

Аналогичные построения выполнены также для определения вязкости газоконденсатов и газов в пластовых условиях проявления главной фазы газообразования на основе изучения вязкости флюидов на установках PVT.

Рис. 2.28 иллюстрирует зависимость вязкости газоконденсатов и газов от содержания в них растворенных нефтяных углеводородов.



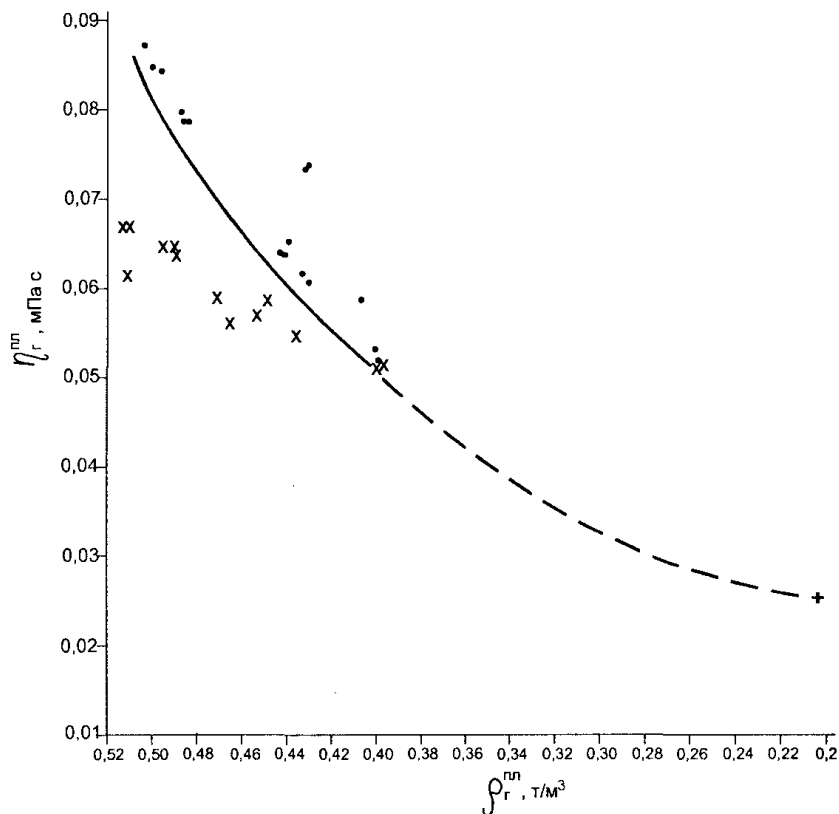
• - УВ газы с невысоким содержанием CO_2 и H_2S ;
 x - УВ газы с аномально высоким содержанием CO_2 и H_2S ;
 Астраханское месторождение: + - метан

Рис. 2.28. Зависимость вязкости газоконденсатов и газов в ГЗГ от конденсатного фактора

При конденсатном факторе около 700 г/м³ вязкость газоконденсата в пластовых условиях составляет около 0,09 мПа·с, при конденсатном факторе около 300 г/м³ снижается почти вдвое – до 0,05 мПа·с, а у УВ газа ($K_\phi \approx 0$) снижается до 0,025 мПа·с, то есть в 3,6 раза (основная линия

1). Газоконденсаты с высоким содержанием CO_2 и H_2S характеризуются при тех же величинах конденсатного фактора более высокой вязкостью (линия II).

Несколько менее четкая зависимость для газоконденсатов и газов установлена между их плотностью и вязкостью в пластовых условиях (рис. 2.29).



• - Карачаганакское месторождение; x - Астраханское месторождение
+ - метан

Рис. 2.29. Зависимость вязкости газоконденсатов и газов в пластовых условиях ГФГ от плотности УВ флюидов в пластовых условиях

При уменьшении плотности газоконденсатов и газов от 0,52 до 0,2 т/м³ их вязкость в пластовых условиях снижается от 0,09 до 0,025 мПа·с.

Полученные зависимости следует использовать для определения плотности и вязкости углеводородных флюидов в пластовых условиях при расчете скоростей миграции нефтей, газоконденсатов и газов.

Глава 3. КОЛИЧЕСТВЕННОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССОВ МИГРАЦИИ И АККУМУЛЯЦИИ НЕФТИ И ГАЗА

Выполненные исследования дали возможность количественно охарактеризовать генерацию нефти и газа в материнских породах с различными генетическими типами органического вещества (глава 1), а также состав, свойства и фазовое состояние углеводородных флюидов, эмигрирующих из материнских пород на последовательных этапах катагенеза (глава 2).

Обладая этими сведениями, можно в каждом конкретном случае получить представление о характере и количестве углеводородов, эмигрирующих из материнских пород, их фазовом состоянии и возможном механизме миграции углеводородов.

3.1. Механизм, пути и направления миграции нефти и газа при формировании месторождений

Образующиеся углеводороды частично перемещаются из уплотняющихся материнских пород в пористо-проницаемые резервуары.

Эмиграция углеводородов может происходить в водном растворе (истинном, коллоидном или в виде эмульсии);

путем диффузии, или в свободной (нефтяной, газовой) фазе в водонасыщенной поровой среде.

Первичная миграция вызывается прогрессирующим уплотнением материнских пород при их погружении под нагрузкой вышележащих отложений, сокращением поровой системы при адекватной потере флюидов.

Пассивная эмиграция нефти в водорастворенном состоянии навряд ли имеет существенное значение вследствие низкой растворимости нефтяных УВ в воде. К тому же против такого механизма миграции свидетельствует сам состав нефти, в которой преобладают алкановые, наименее растворимые в воде УВ, в то время как наиболее хорошо растворимые ароматические УВ содержатся в нефти в гораздо меньших количествах.

Наиболее эффективной должна быть миграция углеводородов в виде свободной фазы, если, конечно, существуют условия для ее возникновения. Возможность активной миграции нефти в свободной фазе предполагалась многими специалистами. Проведенные нами расчеты на основе количественных моделей нефтеобразования это предположение подтверждают.

При средней пористости материнских пород в зоне проявления ГФН 5 – 6 % и исходной концентрации сапропелевого ОВ 2 % нефтенасыщенность пор может достигать 30 %, а при концентрации 3 – 5 % ОВ – 44 – 75 %, то есть возникновение свободной нефтяной фазы неизбежно.

Эмиграция нефти в водорастворенном состоянии в зоне ГФН происходит в ничтожных масштабах, в поровой воде могло растворяться, в соответствии с проведенными расчетами, не более 0,02 - 0,07 % от генерированного их количества.

Совсем другая ситуация характерна для глинистых материнских пород с гумусовым ОВ, которое характеризуется низким нефтематеринским потенциалом. В зоне проявления ГФН даже при концентрации исходного ОВ 10 % невозможно возникновение нефтенасыщенности пор более 8 – 9 %, то есть активная миграция нефтяных УВ в свободной нефтяной фазе невозможна. Однако возможно возникновение в свободной фазе газовых углеводородов и образование газоконденсатных систем, содержащих растворенные нефтяные УВ.

Широко распространены материнские породы со смешанным типом ОВ – сапропелево-гумусовым. При концентрации $C_{орг}$ 2 % нефтенасыщенность пор в этом случае могла достигать 20 %, то есть могла образоваться свободная нефтяная фаза.

Газообразование в больших или меньших масштабах осуществляется на всех этапах погружения и катагенеза материнских пород.

Для УВ газа миграция возможна путем диффузии, в водорастворенном состоянии, в нефтерастворенном состоянии, а также в виде свободной газовой фазы.

Миграция УВ газа в водном растворе наиболее характерна для ранних стадий погружения осадков, когда небольшие количества образующегося газа приходится на значительные объемы поровой воды. В условиях проявления ГФН углеводородного газа образуется мало, он полностью растворяется в нефти и воде и эмигрирует из материнских пород в нефтерастворенном или водорастворенном состоянии. Только в материнских породах с существенно гумусовым ОВ в зоне ГФН возможно образование и миграция УВ газа в свободной фазе, да и то в небольших масштабах.

Совсем другая ситуация имеет место в главной зоне газообразования (ГФГ), когда его образуется большое количество, приходящееся на небольшой объем поровой воды в значительно уплотненных глинистых породах (пористость 3 – 4 %).

В материнских породах с сапропелевым ОВ, согласно проведенным расчетам, при концентрации ОВ в 1 % газонасыщенность пор должна достигать около 27 %, при концентрации 2 % - > 50 %, при концентрации 3 % - > 70 %, а при концентрации 5 % - до 140 %, если бы, конечно, одновременно не происходила эмиграция УВ газа в коллектор. Растворяться в поровой воде в этих условиях могло не более 1 - 5,5 % от генерированного количества УВ газа.

Еще большая газонасыщенность поровой системы УВ газом должна возникать в зоне проявления ГФГ в

материнских породах с гумусовым ОВ – от 30 % при концентрации исходного ОВ 1 %, – до 160 % – при концентрации ОВ 5 %, если бы, конечно, одновременно с генерацией не происходила эмиграция газа в коллектор. Растворялась в воде и эмигрировала в водном растворе в этих условиях небольшая доля образовавшегося газа – от 0,9 до 4,5 %.

Таким образом, миграция УВ газа в зоне проявления ГФГ должна происходить, в основном, в виде свободной газоконденсатной или газовой фазы и лишь в незначительной степени в водном растворе.

Основная часть нефти эмигрировала из материнских пород задолго до проявления главной фазы газообразования. Оставшиеся в материнских породах нефтяные УВ во время интенсивного газообразования при избытке газа, в условиях высоких давлений и температур растворялись в сжатых газах, образуя газоконденсатные системы.

Таким образом, наиболее распространенные и поддерживаемые многими западными и российскими исследователями представления о преобладающей роли миграции нефти и газа в свободной фазе находят подтверждение и на основе выполненных нами расчетов по разработанным моделям нефтегазообразования. Именно эти представления о механизме миграции нефти и газа в

свободной фазе при формировании их месторождений должны быть приняты при осуществлении моделирования.

Соотношения между материнскими породами и коллекторами, в которые поступают эмигрирующие из материнских пород углеводороды, могут быть различными. Типичным случаем является более или менее равномерное переслаивание материнских пород с коллекторами. Основная часть эмигрирующих из пласта материнских пород нефтяных углеводородов, примерно $2/3$, как свидетельствуют геохимические данные, поступает в залегающий непосредственно над ним коллектор; меньшая часть ($1/3$) – в нижезалегающий коллектор. Дальнейшая миграция нефти происходит в этих пластах-резервуарах, хотя вследствие недостаточной изоляции, наличия вертикальных трещин или проводящих нарушений поток нефтяных углеводородов может быть ступенчатым, смещающимся из нижезалегающего коллектора в расположенные выше по разрезу, вплоть до региональной непроницаемой покрышки.

Не менее редким случаем является достаточно мощная однородная толща (30 - 100 м и более) обогащенных сапропелевым ОВ глинистых материнских пород, не содержащая внутри себя коллекторов. Основная часть образующихся нефтяных УВ (до $2/3$) эмигрирует из толщи материнских пород вверх по разрезу и всплывает по субвертикальным трещинно-поровым каналам вверх, преодолевая маломощные глинистые разделы между

отдельными коллекторами. Во многих случаях, как показывает изучение конкретных геологических объектов, восходящая вертикальная межпластовая миграция нефти из залегающей ниже по разрезу толщи материнских пород прослеживается на расстояние от 80 - 150 до 800 - 1000 м.

Проходя через отдельные пласты песчаных коллекторов, часть нефти достигает их прикровельной зоны, постепенно накапливается там, образуя первичные скопления, а затем они испытывают восходящую латеральную миграцию вверх по восстанию пластов по направлению к приподнятым в подземном рельефе ловушкам.

Поскольку давление в уплотняющихся материнских породах при генерации нефти и газа превышает гидростатическое, обычно свойственное коллекторам, то часть нефтяных УВ из материнской толщи может мигрировать вниз по разрезу – в подстилающий песчаный коллектор, если он не отделен от материнских пород мощной непроницаемой толщей. В подстилающем материнскую толщу коллекторе нефть накапливается у его кровли, а затем испытывает восходящую латеральную миграцию до приподнятой ловушки. Дальше вниз по разрезу из этого песчаного коллектора нефть мигрировать не может, поскольку архимедова сила всплывания будет удерживать ее у кровли водонасыщенного песчаника.

Сравнительно однородная толща (20 - 100 м) обогащенных сапропелевым ОВ карбонатно-глинисто-кремнистых материнских пород (типа доманиковой свиты) может залегать в разрезе карбонатных или карбонатно-терригенных отложений. Основная часть образующихся нефтяных углеводородов эмигрирует в свободной фазе из толщи материнских пород преимущественно вверх по разрезу по системе трещинно-поровых каналов, достигая более проницаемых карбонатных или терригенных коллекторов, вплоть до региональной непроницаемой покрышки, а затем мигрирует по ним вверх по восстанию слоев до приподнятых зон аккумуляции.

В некоторых случаях из материнской толщи типа баженовской или доманиковой свиты нефть может эмигрировать по трещинной системе гипсометрически вверх, но стратиграфически – вниз, из депрессий, в которых материнская свита находится глубже, чем подстилающий ее коллектор в приподнятой зоне.

Итак, на первоначальном этапе в основном происходит вертикальная миграция нефти (или газа) в свободной фазе из материнских пород в залегающие выше проницаемые коллекторы по системе трещинно-поровых субвертикальных каналов. Поступая в коллектор, углеводороды сначала накапливаются у его подошвы, а затем всплывают и концентрируются у его кровли под непроницаемой покрышкой.

У кровли коллектора образуются сначала небольшие первичные скопления углеводородов, размер которых постепенно увеличивается, они сливаются друг с другом и под воздействием архимедовой силы начинают всплывать вверх по восстанию пластов в направлении структурной или другого типа ловушки.

Такие же первичные скопления углеводородов, постепенно увеличивающиеся в размере и сливающиеся друг с другом, образуются и в прикровельной части коллектора, залегающего под пластом материнских пород.

Исходя из того, что главным фактором, определяющим латеральную миграцию, является архимедова сила всплывания первичных скоплений УВ в водонасыщенной поровой среде коллекторов, миграция может происходить только вверх по восстанию слоев от наиболее погруженных участков нефте(газо)сборной площади до максимально приподнятых в пределах замкнутой ловушки.

Схождение направлений миграции к приподнятой замкнутой структуре определяет положение локальной зоны аккумуляции (ловушки УВ). В платформенных условиях наиболее часто встречаются замкнутые нефте(газо)сборные площади, определяющие аккумуляцию углеводородов в данной ловушке. Более редко нефте(газо)сборная площадь может оказаться не полностью замкнутой, полуоткрытой с одной из сторон. В таких случаях аккумулярованные в ловушке УВ, достигая ее замка, могут частично прорываться

и мигрировать в сторону другой, более высокорасположенной ловушки.

Основой для построения карт направлений и скоростей миграции углеводородов являются палеоструктурные карты, характеризующие рельеф проводящих (проницаемых) резервуаров-коллекторов в периоды проявления максимума главных фаз нефтеобразования и газообразования.

Если после завершения нефте(газо)образования до настоящего времени структура изучаемого геологического объекта изменилась незначительно, для построения карт направлений и скоростей миграции углеводородов можно пользоваться структурной картой изучаемого объекта, отражающей его строение на современный момент.

3.2. Определение скоростей миграции нефти и газа *

Миграция нефти в свободной фазе в водонасыщенном коллекторе в физическом смысле является процессом двухфазной фильтрации, т.е. фильтрацией в поровой среде двух несмешивающихся жидкостей – воды и нефти. Теоретические уравнения, описывающие двухфазную фильтрацию, созданы с учетом понятия о фазовых параметрах и характеристиках. Учитываются фазовая насыщенность S_i ($i=1,2$) – доля открытого порового

* В написании данного раздела использованы материалы И.А. Волкова

пространства, занимаемого водой и нефтью ($\sum S_i = 1$), а также величины фазовых давлений, разность между которыми в теории Раппорта-Лиса приравнивается к капиллярному давлению

$$P_2 - P_1 = P_c(S) \quad (3.1)$$

В качестве динамического соотношения общепринятым является обобщение закона Дарси:

$$\overline{U}_i = \frac{K}{\mu} f(S) \text{grad } P_i \quad (i = 1, 2) \quad (3.2)$$

где

K – коэффициент абсолютной проницаемости поровой среды;

f – фазовая проницаемость флюида;

S – фазовая насыщенность поровой среды;

μ – вязкость флюида;

P – фазовое давление;

$\overline{U}_i$ – вектор расходной фазовой скорости.

Для того, чтобы система уравнений была замкнутой, она дополняется уравнениями сохранения массы для каждой жидкости. Решение замкнутой системы уравнений приводит в итоге к очень сложным модельным формулам, определяющим фазовые скорости фильтрации $\overline{U}_1$ и $\overline{U}_2$ для смачивающей жидкости (воды) и несмачивающей фазы (нефти) как:

$$\begin{aligned}\overline{U_i} &= -K \frac{f_1(S)}{\mu_1} \text{grad } P + KP'_c(S) \varphi(S) \text{grad } S = \\ &= -K \left[\frac{f_1(S)}{\mu_1} + \frac{f_2(S)}{\mu_2} \text{grad } P \cdot F(S) + KP'_c(S) \varphi(S) \text{grad } S \right] = \\ &= F(S) \overline{U} + KP'_c(S)^2 \varphi(S) \text{grad } S\end{aligned}\quad (3.3)$$

Аналогично для несмачивающей фазы:

$$\overline{U_2} = [1 - F(S)] \overline{U} - KP'_c(S) \text{grad } S \quad (3.4)$$

где

$$F(S) = \frac{f_1(S)}{f_1(S) + \mu_0 f_2(S)}, \quad \mu_0 = \frac{\mu_1}{\mu_2} - \text{функция Баклея-Левверетта.}$$

Однако решение уравнений представляет значительные трудности даже в одномерных задачах и практически не реализовано.

Значительно проще подход Баклея-Левверетта, в котором пренебрегается влиянием капиллярных сил ($P_2 - P_1 = 0$), что упрощает математический аппарат и позволяет определить для одномерного случая скорости фильтрации фаз как

$$U_1 = - \frac{K f_1(S)}{\mu_1} \cdot \frac{dP}{dx} \quad (3.5)$$

$$U_2 = - \frac{K f_2(S)}{\mu_2} \cdot \frac{dP}{dx} \quad (3.6)$$

Для случая двухфазной фильтрации с учетом гравитации

$$U_1 = -\frac{Kf_1(S)}{\mu_1} \frac{d}{dx} (P + \rho_1 \cdot g \cdot \sin \alpha) \quad (3.7)$$

$$U_2 = -\frac{Kf_2(S)}{\mu_2} \frac{d}{dx} (P + \rho_2 \cdot g \cdot \sin \alpha) \quad (3.8)$$

где

ρ_1, ρ_2 - плотность флюидов,

g - ускорение силы тяжести,

α - угол наклона пласта.

Для явления гравитационной сегрегации – разделения фаз под действием гравитационных сил – скорость фильтрации определится как

$$U_1 = -Kg(\rho_1 - \rho_2) \cdot \sin \alpha \cdot \varphi(S) \quad (3.9)$$

Сложность и недостаточная ясность проблемы привели к выводу, что полностью удовлетворительной теории фильтрации двухфазной жидкости пока не существует. Поэтому для приближенных расчетов скоростей миграции углеводородов приходится идти на некоторые упрощения.

Как и в теории Баклея-Лeverетта принимаем, что роль капиллярных сил пренебрежимо мала и $P_1 = P_2 = P$. Экспериментальное лабораторное моделирование миграции нефти это подтверждает.

Оказалось, что действие капиллярных сил существенно только на той стадии, когда еще не достигнута необходимая для начала миграции минимальная высота нефтяного скопления в основании колонки. Однако после достижения

необходимой для преодоления капиллярных сил минимальной высоты нефтяного скопления, наблюдавшаяся скорость миграции была уже практически независимой от них, то есть капиллярными силами в первом приближении действительно можно пренебречь.

Второе упрощение заключается в том, что скорость миграции водной фазы принимается равной нулю. Гуревичем Е.А., Кругликовым В.М., Капченко Л.Н. скорость латеральной миграции воды в природных резервуарах с учетом неоднородностей проницаемости блоков пород оценивается очень низкой – от $n \cdot 10^{-3}$ до $n \cdot 10^{-2}$ см/год (или от 0,0n до 0,n км/млн.лет). Следовательно, в первом приближении, для гравитационной сегрегации при неподвижности водной фазы ($U_1=0$) и с учетом фазовой проницаемости нефти расходную скорость миграции нефти можно определить как

$$U_n = \frac{Kf_n(S)}{\mu_n} (\rho_v - \rho_n) \cdot g \cdot \sin \alpha \quad (3.10)$$

Соответственно "истинная" линейная скорость миграции нефти (скорость продвижения нефтяного фронта) определится как

$$V_n = \frac{U_n}{m} = \frac{K \cdot K_{fn}}{\mu_n \cdot m} (\rho_v - \rho_n) \cdot g \cdot \sin \alpha \quad (3.11)$$

или

$$V_n = \frac{K \cdot K_{\text{фп}}}{\mu_n \cdot m} (\gamma_v - \gamma_n) \cdot \sin \alpha \quad (3.12)$$

где

γ_v, γ_n – удельный вес воды и нефти.

Расчеты по этой формуле, а также результаты расчетов других авторов (А.Е. Гуревича, В.А. Эндгянда) показали, что скорости миграции нефти оцениваются в сотни раз большими, а газа – в тысячи и десятки тысяч раз большими, чем скорости миграции воды. Следовательно, скоростью миграции воды в первом приближении действительно можно пренебречь. Тем более, что активное нефтегазообразование реализуется на эллизионном этапе развития бассейнов, когда миграция воды и углеводородов, как правило, должна быть направлена в одну сторону – вверх по восстанию слоев. Пренебрегая учетом крайне низких скоростей миграции воды, мы при этом лишь незначительно занижаем скорость миграции углеводородов.

Формулы для оценки скорости миграции углеводородов, предложенные другими авторами, аналогичны и близки к предлагаемой нами. Различия в том, что А.Е. Гуревич и В.А. Эндгянд не используют в своих формулах величины фазовой проницаемости углеводородов, которая зависит от соотношения фаз. П. Унгерером она используется и, помимо нее, – величины фазовых давлений, то есть принимается, что $V_v \neq 0$.

Наиболее близка к нашей формуле расчета скорости миграции нефти формула, представленная в работе Л. Каталана:

$$V_n = \frac{K_{np} \cdot K_{фп} (\rho_v - \rho_n) \sin \alpha}{\mu_n \cdot m \cdot S_0} \quad (3.13)$$

где

S_0 – нефтенасыщенность порового пространства вблизи нефтяного фронта.

Введение этого параметра, по-видимому, излишне, так как влияние соотношения нефтяной и водной фаз уже учтено в величине фазовой проницаемости, функционально зависящей от нефтенасыщенности.

Реальность оценки скоростей миграции по приведенной формуле зависит от того, насколько обоснованы расчетные параметры. Величину средних коэффициентов проницаемости и плотности коллектора следует определять на основе статистической обработки фактических данных, величину коэффициента фазовой проницаемости – по соотношению нефтяной и водной фазы с использованием известной зависимости между фазовой проницаемостью и соотношением фаз.

Для определения величин плотности и вязкости углеводородных флюидов следует использовать графики зависимости их от газонасыщенности системы, обоснованные нами в главе 2.

В табл. 3.1 приведены результаты расчетов возможных скоростей миграции нефти, характерных для условий проявления ГФН при $K_{фн} = 0,1$ (что соответствует нефтенасыщенности пород на путях миграции около 35 %), для широкого диапазона проницаемости коллектора (от 0,001D до 0,1D). Плотность нефти с растворенным газом была принята равной 0,75 г/см³, вязкость – 1 сП, плотность воды – 1,1 г/см³, пористость коллектора – 0,2.

Таблица 3.1

Скорости миграции нефти при $K_{фн} = 0,1$

$K_{пр}, D$	Скорость миграции нефти, км/млн. лет			
	Платформы		Складчатые области	
	0°30'	5°00'	10°	30°
0,001	0,4	4,8	9,5	27,5
0,01	4,8	48	95,6	275,6
0,05	24,0	240,0	478,5	1378,0
0,1	47,9	490,6	956,9	2756,2

Как видим, при нефтенасыщенности в каналах миграции около 35 % в платформенных бассейнах скорости миграции нефти могут колебаться от 0,48 до 490 км/млн. лет, а в складчатых областях – от 9,5 до 2756 км/млн. лет.

В нефтегазоносных бассейнах с высокой плотностью эмигрировавших нефтяных УВ в прикровельной части коллекторов может возникать высокая нефтенасыщенность поровой среды – до 50 % и более. В этом случае величина

$K_{\text{фп}}$ может быть принята равной 1. Возможные скорости латеральной миграции первичных нефтяных скоплений для этих условий оцениваются значительно более высокими (табл. 3.2).

Таблица 3.2

Скорости миграции нефти при $K_{\text{фп}}=1$

$K_{\text{пр}}, D$	Скорость миграции нефти, км/млн. лет			
	Платформы		Складчатые области	
	$0^{\circ}30'$	$5^{\circ}00'$	10°	30°
0,001	4,8	48	95,7	275,6
0,01	47,9	480,7	956,9	2756,2
0,05	239,0	2303,4	2784,8	13781,2
0,1	479	4906,9	9569,7	27562,5

Рассмотрим, насколько реальны с геологических позиций определенные расчетным путем скорости миграции нефти и какова возможная продолжительность во времени процессов миграции и формирования нефтяных месторождений.

Опыт показывает, что в реальных геологических условиях вполне возможна ситуация, когда миграция и аккумуляция нефти происходила в ловушках с нефтесборной площади на расстоянии 50 км. Продолжительность процесса миграции и формирования месторождения в этом случае определится как

$$T = \frac{50}{V_{\text{мигр}}} \quad (3.14)$$

При фазовой проницаемости нефти 0,1 наиболее реальны скорости миграции нефти от 4,8 до 490 км/млн. лет, которым в платформенных условиях отвечает время формирования нефтяных месторождений вследствие латеральной миграции от 0,1 до 10 млн. лет. В складчатых областях оно составило бы во всех случаях максимум 0,5 - 5,2 млн. лет, а при высокой фазовой проницаемости, равной 1,0, для формирования месторождения за счет латеральной миграции потребовалось бы в 10 раз меньшее время – от 0,01 до 1 млн. лет.

Согласно нашему опыту моделирования формирования месторождений, в платформенных условиях в большинстве случаев время формирования месторождений при латеральной миграции нефти составляет от 0,3 до 1,5 - 2 млн. лет.

И.В. Высотский приводил примеры нефтенакопления в молодых осадках (миоцен, плиоцен), где формирование месторождений по геологическим данным происходило за время не более 0,08 - 1,0 млн. лет.

Таким образом, если созревание ОБ материнских пород и нефтеобразование в погружающихся осадках развиваются в геологическом времени очень медленно – в течение десятков-ста млн. лет, то после формирования первичных нефтяных скоплений в прикровельной зоне коллекторов

латеральная миграция и аккумуляция нефти происходят очень быстро, во многих случаях всего за несколько сотен тысяч лет, максимум за 1 - 2 млн. лет.

Необходимо отметить, что при расчете скоростей миграции, особенно вертикальной миграции нефти из материнских отложений до прикровельной части коллекторов, следует учитывать ограничения скорости миграции, которые обусловлены потерями мигрирующей нефти на образование остаточной нефтенасыщенности пород в каналах миграции.

Чисто теоретически скорость восходящей вертикальной миграции оценивается максимальной, поскольку она пропорциональна $\sin \alpha$ ($\sin 90^\circ = 1$). При трещинной проницаемости в 0,1 D, фазовой проницаемости 0,1 и тех же параметрах нефти и пород, какие принимались в предыдущих расчетах, скорость вертикальной миграции нефти оценивается более 5000 км/млн. лет, то есть миграция на 1 км вверх по разрезу могла бы осуществиться всего за 180 лет. Однако это было бы справедливо лишь при неограниченном количестве исходной нефти. На самом деле количество исходной нефти возрастает во времени очень медленно и она в течение весьма продолжительного времени (нескольких десятков млн.лет) полностью рассеивается в каналах вертикальной миграции при небольшом продвижении вверх.

Вследствие этого фактическая средняя скорость продвижения нефти вверх по разрезу до кровли коллекторов из-за рассеяния в каналах миграции оценена нами в изученных случаях от 0,02 - 0,018 до 37-49 м/млн. лет, то есть была в 100000 раз меньшей, чем это следовало бы из формального расчета.

К сожалению, пока это обстоятельство при моделировании формирования нефтяных месторождений никем не учитывалось. В том числе и нами в предыдущих работах ошибочно утверждалось, что вертикальная миграция нефти из материнских пород до кровли коллекторов осуществляется практически мгновенно.

Скорости миграции углеводородного газа в свободной фазе рассчитывались аналогичным образом. Было принято, что для условий проявления ГФГ удельный вес газа в пластовых условиях составляет $0,32 \text{ г/см}^3$, вязкость – 0,03 сП, фазовая проницаемость - 0,1, удельный вес воды – $1,1 \text{ г/см}^3$, пористость пород – 0,2. Расчеты, как и для нефти, были выполнены для диапазона проницаемости коллектора от 0,001 до 0,1 D и углов наклона пластов от $0^\circ 30'$ до 90° (табл. 3.3).

Значительно меньший удельный вес и многократно более низкая вязкость углеводородного газа определяют значительно более высокие (в 70 - 80 раз) скорости миграции УВ газа по сравнению с нефтью при прочих равных условиях

(проницаемости коллектора, фазовой проницаемости газа, углах наклона пластов).

Таблица 3.3

Скорости миграции УВ газа

K _{пр} , D	Скорость миграции УВ газа, км/млн. лет			
	Платформы		Складчатые области	
	0°30'	5°00'	10°	30°
0,001	36,5	366,2	729,1	2100,0
0,01	365,4	3662,4	7291,2	21100,0
0,05	1827,0	18312,0	36456,0	105500,0
0,1	3654,0	36624,0	72912,0	211000,0

Минимальная скорость миграции углеводородного газа в платформенных условиях (табл. 3.3) при проницаемости коллектора 0,001 D составляет 36,5 км/млн.лет (угол наклона 0°30') до 366 км/млн. лет при угле наклона 5°, а при проницаемости 0,1 D – от 3684 км/млн.лет до 36624 км/млн.лет. В складчатых областях скорость миграции УВ газа оценивается значительно более высокой – от 729 км/млн. лет до 2100 км/млн. лет (при K_{пр} 0,001 D). При проницаемости 0,1 D скорость миграции УВ газа может достигать значений от 72912 до 211 000 км/млн. лет.

Соответственно время формирования "условной" газовой залежи при латеральной миграции на расстояние 50 км оценивается для платформенных условий от 13,6 тыс.лет до 1,3 млн. лет (при наклоне пласта 0°30') и всего от 1,3 до 136 тыс. лет (при наклоне пласта 5°). В складчатых областях

для формирования такого газового месторождения потребуется еще более короткое время – от 680 лет до 680 тыс. лет (при угле наклона 10^0) и всего от 230 до 23 тыс. лет (при угле наклона пласта 30^0).

Таким образом, во время завершения ГФГ при образовании в прикровельной зоне коллекторов первичных скоплений газа формирование газовых месторождений должно происходить вследствие восходящей латеральной миграции газа в геологическом смысле почти мгновенно – за время от 1 - 2 до 20 - 60 тыс. лет.

Опыт моделирования гигантского газового месторождения (Медвежьего на севере Западной Сибири) показал, например, что на это потребовалось всего 20 - 30 тыс. лет.

Что же касается вертикальной миграции УВ газа от материнских пород до кровли коллекторов, то как и для нефти, фактическая ее скорость существенно ограничивалась рассеянием газов на путях всей миграции. В Уренгойском районе Западной Сибири в тюменских отложениях она, например, по нашим расчетам не превышала 0,67 м/млн. лет.

Таким образом, параллельно с генерацией УВ газа в материнских породах вертикальная миграция его от материнских пород до кровли коллекторов осуществляется крайне медленно в течение нескольких десятков миллионов лет. Что же касается дальнейшей восходящей латеральной

миграции УВ газа после образования первичных газовых скоплений в прикровельной зоне коллекторов, то она происходит в геологических масштабах времени практически мгновенно, в период от нескольких до 20 - 60 тыс. лет.

Приведенные сведения о расчетных скоростях латеральной миграции нефти и газа характеризуют лишь самые общие черты этого явления, примерный порядок величины скоростей миграции углеводородов при различной проницаемости коллекторов. При моделировании же процессов миграции в конкретных геологических условиях, при изучении конкретных геологических объектов, расчеты необходимо проводить с учетом всего имеющегося фактического материала, характеризующего геологическую историю, структуру района, свойства углеводородных флюидов и коллекторов.

3.3. Определение путевых миграционных потерь нефти и газа при формировании месторождений

Сопоставление масс генерированных и эмигрировавших из материнских пород нефтяных и газовых углеводородов с реально выявленными запасами нефти и газа в месторождениях уже давно показало, что в них концентрируется лишь незначительная их часть, а преобладающая – рассеивается на путях миграции в породах и пластовых водах. Трудности достаточно точной количественной оценки миграционных потерь нефти и газа

являлись наиболее слабым звеном, затрудняющим использование генетических методов моделирования для оценки потенциальных ресурсов нефти и газа в осадочных бассейнах, или в их автономных частях, и, тем более, в отдельных конкретных месторождениях.

Для решения этой важной задачи обычно до сих пор используют эмпирически определяемые коэффициенты аккумуляции – долю аккумулированных в ловушках углеводородов от их общей массы, образовавшейся и эмигрировавшей в коллекторы. Однако величину эмпирического коэффициента аккумуляции можно определить только для уже полностью разведанного бассейна или для изолированной нефте(газо)сборной площади с расположенной в ней ловушкой, в которой оценены промышленные запасы углеводородов.

В других же, слабоизученных объектах, остается только одна возможность – использование коэффициентов аккумуляции, определяемых не для данного, а для других аналогичных геологических объектов. Величины эмпирических коэффициентов аккумуляции, оцененные рядом авторов для разных геологических объектов, находятся в весьма широком диапазоне – от 1 - 2 до 20 %, что, естественно, вносит большую неопределенность при оценке потенциальных ресурсов углеводородов и сводит почти на нет все усилия по объективной и достаточно точной оценке генерированных и эмигрировавших из материнских

пород в коллекторы масс углеводородов. Поэтому разработка методов оценки миграционных путевых потерь УВ представляется исключительно важной.

В работах С.Г. Неручева ранее предлагался геохимический метод оценки масс миграционных нефтяных УВ. Однако крайняя неравномерность опробования продуктивных отложений керном и неизбежный недостаток геохимической информации даже по хорошо изученным геологическим объектам, не говоря уже о слабоизученных, для которых необходим прогноз, делает этот метод бесперспективным, несмотря на его достаточную теоретическую обоснованность.

Гораздо перспективнее представляется оценка путевых миграционных потерь углеводородов на основе приближенных расчетов масс рассеявшихся на путях вертикальной и латеральной миграции УВ в виде остаточной ("мертвой") нефтенасыщенности с учетом площади распространения, расстояний миграции от материнских пород до кровли коллекторов, свойств коллекторов, концентрации нефтяных и газовых УВ в породах и пластовых водах, в которых происходила миграции нефти и (или) газа.

В первом варианте расчет потерь нефти производился исходя из предположения, что всплывание нефти происходило сплошным фронтом по всей площади по поровой системе песчаного водонасыщенного коллектора с

образованием остаточной нефтенасыщенности порядка 0,4 от объема пор.

Расчеты были проведены для диапазона мощностей коллекторов от 5 до 180 м и плотностей эмиграции нефти от 0,5 до 5 млн. т/км². Оказалось, что при плотности эмиграции нефти 0,5 млн. т/км² 30 % потери нефти достигаются уже при мощности коллектора около 5 м, а 100 % потеря – при мощности резервуара всего в 8,3 м. При плотности эмиграции нефти в 1,0 млн. т/км² все нефтяные УВ рассеиваются при мощности коллектора в 16,6 м.

При плотности эмиграции нефти в 2,0 млн. т/км² 50 % потеря нефти будет уже в коллекторе с мощностью 20 м, а 100 % потеря – при мощности в 33 м. Даже при весьма высокой и достаточно редко встречающейся плотности эмиграции нефти в 5,0 млн. т/км² – 50 % потеря нефти произойдет при мощности 83 м. Поскольку расстояния вертикальной миграции нефти нередко бывают значительно больше – до 300 - 1000 м, то при таком фронтальном механизме всплывания нефти по поровой системе вся нефть должна была бы расходоваться на образование остаточной нефтенасыщенности и аккумуляции нефти бы не происходило.

Поэтому более вероятным и более эффективным механизмом является всплывание нефтяных УВ не по всей поровой системе коллектора, а только по наиболее

проницаемым трещинным субвертикальным каналам, как это наблюдалось, например, в экспериментах Л. Каталано [6].

Генерация нефти в материнских породах при проявлении ГФН в отдельно взятом районе более или менее равномерна по площади. Менее равномерна по площади распространения материнских пород ее эмиграция в коллектор – преимущественно по наиболее проницаемым зонам, обусловленным развитием трещинно-поровых каналов. Подавляющее большинство систем трещин обладает вертикальным или близким к нему падением относительно слоистости, что и определяет для нефти и газа всплывание к кровле коллектора, изолированного покрывшей, по системе субвертикальных наиболее проницаемых порово-трещинных каналов. Раскрытость микротрещин оценивается Е.М. Смеховым в единицы-десятки микрон, редко – более 50 - 100 мкм. Помимо них существуют и более проницаемые макротрещины. Объем субвертикальных трещинных каналов миграции УВ составляет обычно не более 1 – 2 % от общего объема пород. Проницаемость пород в направлении вертикальной трещиноватости оценивается в десятки раз более высокой, чем в перпендикулярном к нему направлении, что и способствует миграции нефти и газа из материнских пород к кровле коллектора.

Вертикальный восходящий миграционный поток нефти по каналу миграции может сразу не достигнуть кровли

коллектора и временно остановиться, если вся эмигрировавшая на этот момент нефть рассеется. В случае нового подтока эмигрировавшей нефти она будет продвигаться по трещинно-поровому каналу далее и постепенно достигнет кровли коллектора, изолированного покрывшей. Из-за этого фактическая скорость восходящей вертикальной миграции нефти и газа может быть значительно ниже расчетной, определяемой по формуле Дарси.

Достигнув кровли коллектора, нефть начинает накапливаться в его прикровельной зоне, пока не прекратится подток нефти из материнских пород. В прикровельной зоне образуются первичные скопления нефти (или газа), постепенно увеличивающиеся в размере и сливающиеся друг с другом. После прекращения вертикальной миграции нефти в миграционных трещинно-поровых каналах остается только "мертвая" остаточная нефтенасыщенность, не превышающая 0,3 - 0,4 от порово-трещинного пространства.

Исходя из этих общих соображений, представляется возможным приближенно оценить потери нефти на путях ее вертикальной миграции от материнских пород до кровли коллектора, в котором происходит первичная аккумуляция нефти.

Количество нефти, эмигрировавшей из материнских пород в расчете на 1 км² ("плотность эмиграции нефти"), оценивается как

$$q_n^{\text{эм}} = \frac{C_{\text{орг}} \cdot \rho_{\text{мп}} \cdot h_{\text{мп}} \cdot K_n^{\text{ген}} \cdot K_n^{\text{эм}} \cdot 10^6}{C^r \cdot M_{\text{ост}}} \quad (3.15)$$

где

$C_{\text{орг}}$ – содержание остаточного углерода в породе;

$\rho_{\text{мп}}$ – плотность материнских пород;

$h_{\text{мп}}$ – мощность материнских пород,

$K_n^{\text{ген}}, K_n^{\text{эм}}$ – коэффициенты генерации и эмиграции нефти;

C^r – содержание углерода в остаточном ОВ пород;

$M_{\text{ост}}$ – остаточная масса ОВ.

Потери нефти в каналах вертикальной миграции от материнских пород до кровли коллектора можно оценить (в расчете на 1 км²) как

$$q_{\text{нп}}^{\text{верг}} = m_{\text{тр}} \cdot K_{\text{нп}}^{\text{ост}} \cdot h_{\text{мигр}} \cdot \rho_n \cdot 10^6 \quad (3.16)$$

где

$m_{\text{тр}}$ – трещинная пористость;

$K_{\text{нп}}^{\text{ост}}$ – коэффициент остаточной нефтенасыщенности пород в трещинно-поровых каналах миграции;

$h_{\text{мигр}}$ – расстояние вертикальной миграции;

ρ_n – плотность нефти.

Плотность нефти, скопившейся в прикровельной зоне коллектора в расчете на 1 км² определится как

$$q_n^{кр} = q_n^{эм} - q_{nn}^{верт} \quad (3.17)$$

Располагая этими сведениями, можно количественно оценить мощность зоны нефтенасыщения в прикровельной зоне коллектора как

$$h_{nn} = \frac{q_n^{кр}}{\rho_n \cdot m_k \cdot K_{nn} \cdot 10^6} \quad (3.18)$$

где

m_k – пористость коллектора,

K_{nn} – коэффициент нефтенасыщенности пород в прикровельной зоне коллектора,

h_{nn} – мощность нефтенасыщенной зоны.

Предложенные нами формулы для оценки вертикальных миграционных потерь нефти и нефтенасыщенной мощности были опробованы на материалах экспериментов по миграции нефти, проведенным Каталано [6]. Эффективность расчетов по предложенным формулам для определения миграционных потерь нефти при всплывании к кровле коллектора мы смогли проверить, используя экспериментально полученные данные при лабораторном моделировании миграции, проведенном Л. Каталано с соавторами. Объем введенной нефти в нижнюю часть трубки с водонасыщенным песком составлял $13,5 \text{ см}^3$. В результате произошедшего всплывания нефти по трещинке в верхней части трубки (под "покрышкой") скопилось $6,385 \text{ см}^3$ нефти (или 47,3 % от исходного количества), потеряно на пути миграции $7,114 \text{ см}^3$, или

52,7 %. Высота слоя аккумулярованной нефти составила около 7 см. По нашим формулам, коэффициент потери нефти на путях миграции составил 52,68 %, аккумулярованное количество нефти соответственно 47,32 %, а мощность зоны насыщения 7,01 см. Расчетные и экспериментальные величины оказались в хорошем соответствии, что подтверждает обоснованность и достаточную точность этих формул.

Скопившиеся на всей площади распространения нефтепроизводящих пород дискретные массы нефти в прикровельной зоне коллекторов начинают всплывать вверх по восстанию слоев, испытывая латеральную восходящую миграцию по направлению к приподнятой ловушке, где начинается и происходит их аккумуляция.

Латеральная миграция нефти по поровой системе коллекторов к приподнятой в подземном рельефе ловушке в прикровельной зоне также сопровождается миграционными потерями нефти, расходуемой на образование остаточной ("мертвой") нефтенасыщенности. Миграционная потеря нефти при латеральной миграции в пределах нефтесборной площади может быть оценена как

$$q_{nn}^{лат} = h_{nn} \cdot m_k \cdot K_{nn}^{ост} \cdot \rho_n \cdot 10^6 \quad (3.19)$$

где

$q_{nn}^{лат}$ – плотность потерь нефти при латеральной миграции в прикровельной зоне коллекторов,

m_k – пористость коллектора,

$K_{\text{нн}}^{\text{ост}}$ – коэффициент остаточной нефтенасыщенности порового пространства,

$\rho_{\text{н}}$ – плотность нефти.

Количество нефти, остающейся свободной, могущей мигрировать дальше и аккумулироваться в ловушке, определяется как

$$q_{\text{н}}^{\text{ак}} = q_{\text{н}}^{\text{кр}} - q_{\text{нп}}^{\text{лат}} \quad (3.20)$$

а коэффициент аккумуляции нефти как

$$K_{\text{н}}^{\text{ак}} = \frac{q_{\text{н}}^{\text{ак}}}{q_{\text{н}}^{\text{эм}}} \cdot 100 \quad (3.21)$$

Проведенные нами модельные расчеты путевых миграционных потерь нефти с учетом различной возможной плотности эмиграции нефти и различных расстояний вертикальной миграции показали следующее.

При плотности эмиграции нефти 1,5 млн. т/км², расстоянии вертикальной миграции нефти до кровли коллекторов 25 м и трещинной пористости пород около 2 % миграционные потери нефти должны достигнуть 10 %; при расстоянии вертикальной миграции 110 м – 46,9 %, при миграции на 150 - 200 м – 64 – 85 %. При вертикальной миграции на 240 м суммарные миграционные потери должны достигнуть 100 %.

При плотности эмиграции 1,0 млн. т/км² и расстоянии вертикальной миграции от 25 до 100 м потери нефти должны составить 16 – 64 %, а при расстоянии 160 м – 100 %.

При минимальной плотности эмиграции нефти в $0,25 \text{ млн. т/км}^2$ вся нефть рассеется уже при расстоянии вертикальной миграции в 50 м.

Суммарные путевые миграционные потери нефти при вертикальной, а затем латеральной миграции в различных геологических условиях могут значительно варьировать, составляя обычно, как минимум, 55 – 60 %, что имеет место, вероятно, крайне редко; достигать 80 – 95 %, что встречается в природных условиях наиболее часто, а могут достигать и 100 %, и тогда промышленные залежи нефти образоваться не могут, хотя нефтеобразование имело место.

При моделировании потерь УВ газа, эмигрирующего из материнских пород, следует учитывать, что он растворяется в образующихся нефтяных УВ, в пластовых водах коллекторов, рассеивается в трещинно-поровых каналах вертикальной миграции от материнских пород до кровли коллекторов на образование остаточной газонасыщенности, рассеивается при образовании остаточной газонасыщенности коллекторов в процессе восходящей латеральной миграции.

Исходное количество углеводородного газа, образовавшегося и эмигрировавшего из материнских пород, оценивается в 1 нм^3 в расчете на 1 км^2 (плотность эмиграции газа) как

$$q_r^{\text{эм}} = \frac{C_{\text{орг}} \cdot \rho_{\text{мп}} \cdot h_{\text{мп}} \cdot K_r^{\text{ген}} \cdot K_r^{\text{эм}} \cdot 10^9}{C_r \cdot M_{\text{ост}}} \quad (3.22)$$

где

$K_r^{\text{ген}}, K_r^{\text{эм}}$ – коэффициенты генерации и эмиграции газа.

Часть УВ газа, образовавшегося одновременно с нефтяными углеводородами, растворяется в нефти.

Расход газа на растворение в нефти оценивается как

$$q_{\text{гп}}^{\text{рн}} = \frac{q_n^{\text{эм}} \cdot g_{\text{ф}}}{\rho_n} \quad (3.23)$$

где

$q_{\text{гп}}^{\text{рн}}$ – потери газа на растворение в нефти,

ρ_n – плотность нефти,

$g_{\text{ф}}$ – газовый фактор.

Расход газа на растворение в пластовой воде коллекторов определяется как

$$q_{\text{гп}}^{\text{рв}} = h_k \cdot m_k \cdot K_{\text{рг}} \cdot 10^9 \quad (3.24)$$

где

h_k – мощность коллектора,

m_k – пористость коллектора,

$K_{\text{рг}}$ – коэффициент растворимости газа при данных P и

T .

Плотность оставшегося после растворения в свободной фазе УВ газа в расчете на 1 км^2 определяется как

$$q_r^{\text{пп}} = q_r^{\text{эм}} - q_r^{\text{рн}} - q_r^{\text{рв}} \quad (3.25)$$

Оставшийся в свободной фазе газ всплывает по вертикальным порово-трещинным каналам от материнских пород к кровле коллекторов, расходясь на образование "мертвой" газонасыщенности в каналах миграции, которая навряд ли превышает 0,2 - 0,3 от объема трещинно-поровых каналов.

Потери газа при вертикальной миграции к кровле коллекторов можно оценить как

$$q_{гп}^{верт} = m_{тр} \cdot K_{гн}^{ост} \cdot h_{мигр} \cdot \rho_g^{пл} \cdot 10^9 \quad (3.26)$$

где

$m_{тр}$ – трещинная пористость,

$K_{гн}^{ост}$ – коэффициент остаточной газонасыщенности пород в каналах миграции,

$h_{мигр}$ – расстояние миграции,

$\rho_g^{пл}$ - плотность газа при данных P и T.

Плотность УВ газа, скопившегося в прикровельной зоне коллекторов в расчете на 1 км², определится как

$$q_g^{кр} = q_g^{пр} - q_{гп}^{верт} \quad (3.27)$$

Мощность прикровельной зоны газонасыщения коллекторов определяется как

$$h_{гн}^{кр} = \frac{q_g^{кр}}{\rho_g^{пл} \cdot m_k \cdot K_{гн} \cdot 10^9} \quad (3.28)$$

где

$h_{гн}^{кр}$ – мощность зоны газонасыщения,

$q_{г}^{кр}$ – плотность УВ газа в прикровельной зоне коллекторов,

$\rho_{г}^{пл}$ – плотность газа в пластовых условиях,

m_k – пористость коллектора,

$K_{гн}$ – коэффициент газонасыщенности коллекторов в прикровельной зоне.

Скопившийся в свободной фазе в прикровельной зоне коллекторов УВ газ испытывает латеральную восходящую миграцию вверх по восстанию пластов по направлению к ловушке. Потери УВ газа в процессе латеральной миграции на образование остаточной ("мертвой") газонасыщенности можно определить как

$$q_{гп}^{лат} = m_k \cdot h_{гн} \cdot K_{гн}^{ост} \cdot \rho_{г}^{пл} \cdot 10^9 \quad (3.29)$$

где

$q_{гп}^{лат}$ – плотность потерь УВ газа при латеральной миграции,

m_k – пористость коллектора,

$h_{гн}$ – мощность прикровельной зоны газонасыщенности,

$K_{гн}^{ост}$ – коэффициент остаточной газонасыщенности,

$\rho_{г}^{пл}$ – плотность газа в пластовых условиях.

Плотность аккумулирующегося УВ газа в расчете на 1 км² определяется как

$$q_{г}^{ак} = q_{г}^{кр} - q_{гп}^{лат} \quad (3.30)$$

а коэффициент аккумуляции газа как

$$K_r^{ак} = \frac{q_r^{ак}}{q_r^{эм}} \cdot 100 \quad (3.31)$$

Теоретические модельные расчеты потерь УВ газа только при вертикальной миграции, без учета растворения газа в пластовых водах, выполнены для плотностей эмиграции от 1,5 млрд. м³/км² до 0,25 млрд. м³/км² и расстояний вертикальной миграции от 400 до 25 м при одинаковой трещинной пористости 0,02 и $K_{гн}^{ост} = 0,3$; $\rho_r^{пл} = 0,3$.

При плотности эмиграции УВ газа 1,5 млрд. м³/км² и расстоянии вертикальной миграции 25 - 100 м миграционные потери газа составляют до 3,0 – 12 %. Но такие случаи, видимо, редки. При вертикальной миграции от 200 до 300 м потери газа достигают 24 – 36 %, а при расстоянии миграции в 800 м весь газ должен полностью рассеяться.

При плотности эмиграции УВ газа 1,0 млрд. м³/км² при миграции на 25 - 50 м потери могут составлять до 4,5 – 9 %, при расстоянии 100 - 200 м – 18 – 36 %, а при расстоянии 550 м – 100 %.

При минимальной плотности эмиграции 0,25 млрд. м³/км² и при вертикальной миграции на 50 м потери составляют 36 %, а при расстоянии в 138 м – 100 %.

Величина суммарных путевых миграционных потерь УВ газа не может быть менее 40 – 60 %, часто достигает 80 – 90 %, а может достигать и 100 %, когда, несмотря на проявившуюся генерацию и эмиграцию УВ газа,

рассчитывать на открытие промышленных газовых месторождений не приходится.

Проведенные теоретические модельные расчеты миграционных путевых потерь нефти и газа при формировании месторождений характеризуют, разумеется, только общие закономерности.

При изучении конкретного геологического объекта необходимо проводить модельные расчеты, учитывая конкретные геолого-геохимические особенности изучаемого района и мигрировавших УВ флюидов.

3.4. Максимальные расстояния миграции нефти и газа, контролируемые потерями углеводородов на путях миграции

При наличии проводящих вертикальных трещинно-поровых каналов и отсутствии непроницаемых покрышек восходящая вертикальная миграция нефти (тем более газа) может происходить с глубины, где образовалась залежь углеводородов, вплоть до дневной поверхности. Примеров такой "сквозной" миграции при разрушении месторождений, с образованием выходов газа, нефтепроявлений, закирований и даже нефтяных озер на поверхности, имеется много.

При миграции нефти и газа из материнских пород до продуктивных пластов, в которых происходит аккумуляция углеводородов, следует иметь в виду ранее не учитывавшееся ограничение дальности восходящей

вертикальной или латеральной миграции, обусловленное потерей массы мигрирующей нефти (газа) на образование остаточной нефте(газо)насыщенности пород в каналах миграции.

Если плотность эмиграции нефти из материнских пород невелика, а расстояние миграции достаточно большое, то вся нефть в конечном итоге может рассеяться при миграции на определенное расстояние, что и станет ограничением дальности миграции.

Формализуя это положение, можно заключить, что вертикальная миграция нефти прекратится на том расстоянии от источника, когда потеря нефти на формирование остаточной нефтенасыщенности пород в каналах миграции станет равной количеству эмигрировавшей нефти; в расчете на 1 км^2 – когда плотность эмиграции станет равной плотности потерь при вертикальной миграции, то есть

$$q_n^{\text{эм}} = q_{\text{нп}}^{\text{верт}} \quad (3.32)$$

где

$q_n^{\text{эм}}$ – плотность эмиграции нефти;

$q_{\text{нп}}^{\text{верт}}$ – плотность потерь нефти при вертикальной миграции.

Плотность потерь нефти при вертикальной миграции можно определить как

$$q_{\text{нп}}^{\text{верт}} = h_{\text{мигр}} \cdot m_{\text{тр}} \cdot K_{\text{нп}}^{\text{ост}} \cdot \rho_n \cdot 10^6,$$

где

$h_{\text{мигр}}$ – расстояние вертикальной миграции;

$m_{\text{тр}}$ – трещинная пористость пород;

$K_{\text{нн}}^{\text{ост}}$ – коэффициент остаточной нефтенасыщенности пород в каналах миграции;

$\rho_{\text{н}}$ – плотность нефти.

Равенство (3.32) представим в виде:

$$q_{\text{н}}^{\text{эм}} = h_{\text{мигр}} \cdot m_{\text{тр}} \cdot K_{\text{нн}}^{\text{ост}} \cdot \rho_{\text{н}} \cdot 10^6 \quad (3.33)$$

откуда возможное макисмальное расстояние миграции нефти определяется как

$$h_{\text{мигр}} = \frac{q_{\text{н}}^{\text{эм}}}{m_{\text{тр}} \cdot K_{\text{нн}}^{\text{ост}} \cdot \rho_{\text{н}}} \quad (3.34)$$

Расчеты дальности вертикальной миграции нефти, определяемой ее миграционными потерями, выполнены на примере изучения Сургутского и Уренгойского районов Западной Сибири.

В Сургутском районе нефтематеринская баженовская свита вошла в главную зону нефтеобразования около 110 млн. лет назад, причем интенсивное нефтеобразование в ней закончилось только около 10 млн. лет назад (рис. 3.1).

Плотность генерации и эмиграции нефти из материнских пород баженовской свиты возрастала во времени экспоненциально, по мере вхождения материнских пород в главную зону нефтеобразования, возрастая от 0,00148 млн. т/км² (100 млн. лет назад) до 4,58 млн. т/км² (20 млн. лет назад).

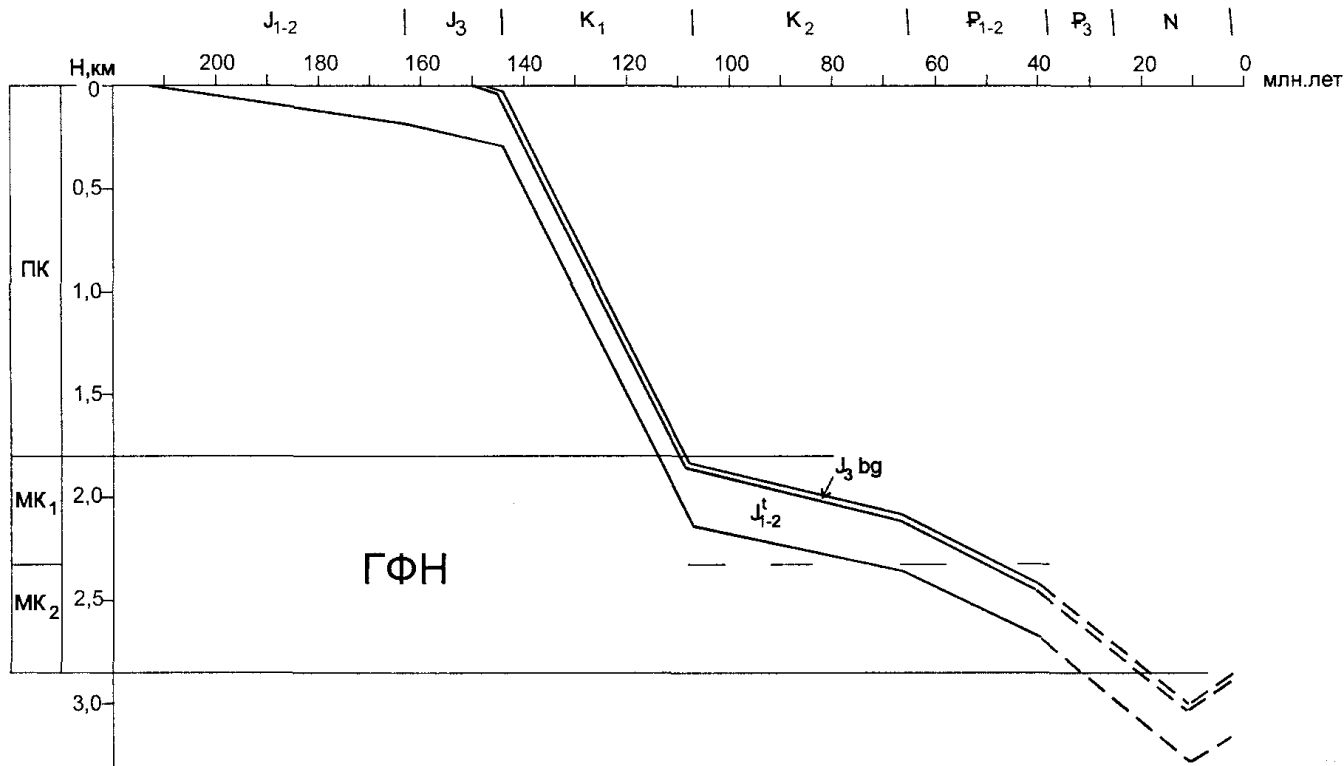


Рис. 3.1 История погружения осадков и проявления ГФН в тюменских и баженовских нефтематеринских отложениях в районе Западно- и Восточно-Сургутского месторождений

Расчеты для определения плотности генерации и эмиграции нефти были выполнены через равные промежутки времени (10 млн. лет).

Одновременно с генерацией и эмиграцией нефти из материнских пород начались и процессы вертикальной миграции нефти из баженовской свиты в вышележащие отложения неокома по вертикальным трещинно-поровым каналам.

Схема вертикальной миграции нефти в отложениях неокома показана на рис. 3.2, а расчетная дальность вертикальной миграции нефти во времени – на рис. 3.3.

При плотности эмиграции $0,00148 \text{ млн. т/км}^2$ (100 млн. лет назад) вся эмигрировавшая нефть должна была рассеяться, продвинувшись вверх по разрезу всего на 0,24 м, а на один метр – только 70 млн. лет назад (при $q_n^{3m} = 0,0096 \text{ млн.т}$).

Коллекторских пластов БС₂₁₋₂₂ вертикально мигрировавшая нефть смогла достигнуть только 40 млн. лет назад, пройдя вверх по разрезу на 267 м, при плотности эмиграции нефти на этот момент в $1,71 \text{ млн. т/км}^2$.

Содержащего основные запасы нефти пласта БС₁₀ при вертикальной миграции нефть смогла достигнуть только около 30 млн. лет назад, когда в нем и могло начаться формирование нефтяной залежи.

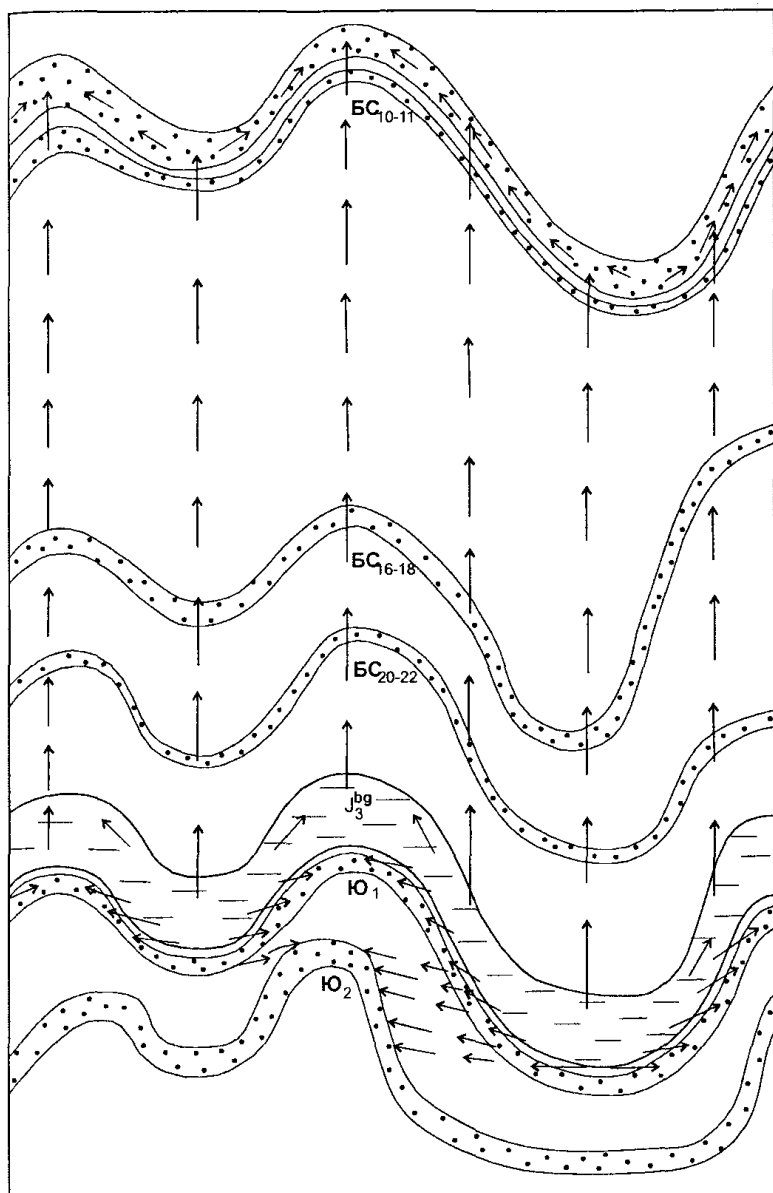


Рис. 3.2. Схема миграции нефти из баженовской нефтематеринской свиты в районе Западно-Сургутского месторождения

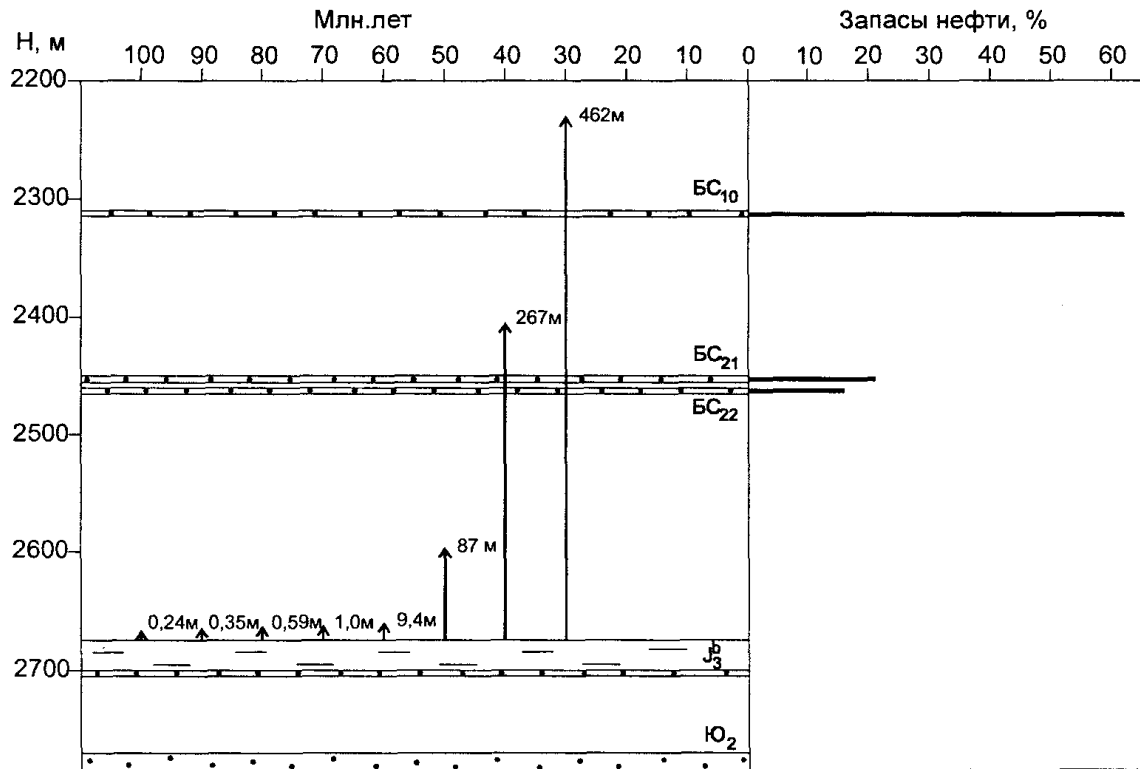


Рис. 3.3. Схема миграции нефти из баженовской свиты в нижнемеловые резервуары Восточно-Сургутского месторождения Западной Сибири

Как видим, в Сургутском районе первые 30 млн. лет дальность вертикальной миграции нефти, ограничивавшаяся миграционными потерями нефти в каналах миграции, составляла менее 1 м, в следующие 20 млн. лет – от 1 до 9,3 м, а в последующие 40 млн. лет – от 87 до 462 - 954 м, когда нефть достигла, наконец, резервуаров, ограниченных сверху достаточно эффективными покрывками. Началось формирование нефтяных залежей, достигшее максимального проявления 30 - 20 млн. лет назад, то есть в конце палеогена – в начале неогена.

Фактическая средняя скорость продвижения вверх нефтяного фронта во времени возрастала – от 0,02 - 0,048 м/млн. лет (100 - 90 млн. лет назад) до 37 - 49,2 м/млн. лет (30 - 20 млн. лет назад).

Если бы скорость вертикальной миграции нефти определялась только всплыванием ее, без ограничения потерями на формирование остаточной нефтенасыщенности в каналах миграции, то она, соответственно расчетам по формуле Дарси, даже при самой низкой проницаемости каналов (0,005 D), должна была бы превышать фактическую в сотни раз. Процесс вертикальной миграции нефти на 954 м вверх в масштабе геологического времени выглядел бы практически мгновенным, на это потребовалось бы всего около 100 лет, а не 80 млн. лет, как это имело место.

Таким образом, именно потеря массы нефти при вертикальной миграции нефти является главным фактором,

определяющим как дальность миграции нефти, так и крайне низкую скорость продвижения нефтяного фронта вверх по разрезу.

Сходные результаты получены также и при моделировании дальности вертикальной миграции нефти, обусловленной ее потерями на путях миграции в Уренгойском районе Западной Сибири.

Главная фаза нефтеобразования в баженовской свите реализовалась, согласно рис. 3.4, в период времени от 100 до 10 млн. лет назад.

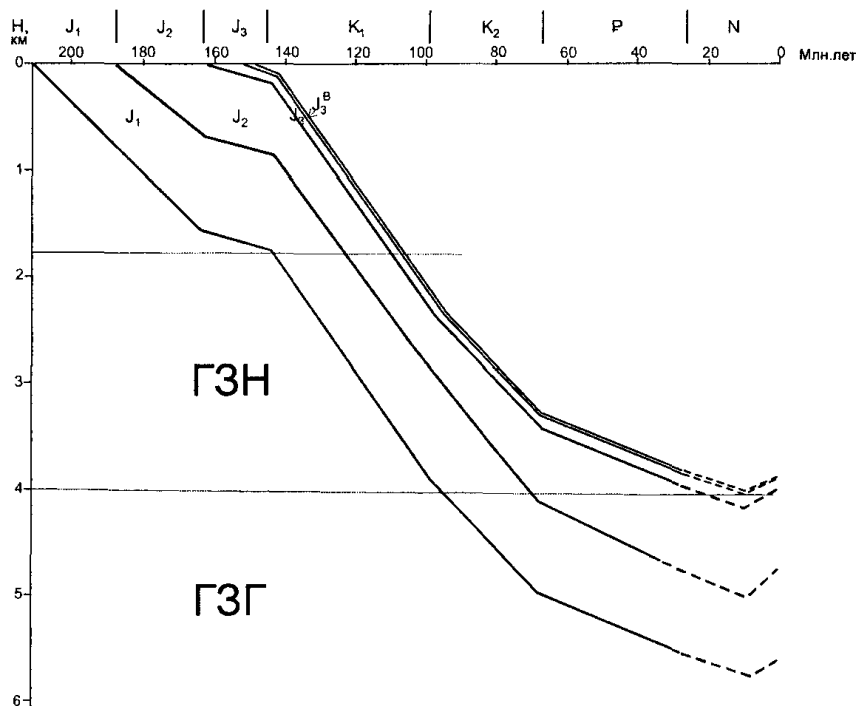


Рис. 3.4. История погружения тюменской и баженовской свит и вступления их в главные зоны нефте- и газообразования в Уренгойском районе Западной Сибири

Плотность эмиграции нефти из баженовской свиты возрастала во времени экспоненциально, от 0,021 млн. т/км² (100 млн. лет назад) до 5,56 млн. т/км² (10 млн. лет назад). С учетом плотностей эмиграции нефти из материнских пород и плотностей миграционных потерь нефти, рассчитанных через каждые 10 млн. лет (для периода времени 100 - 10 млн. лет назад), были определены максимальные расстояния вертикальной миграции нефти во времени из баженовской свиты в отложения нижнего мела. Подробные результаты самих рутинных расчетов приводить здесь не имеет смысла, они показаны на рис. 3.5.

Сто миллионов лет назад нефть из баженовской свиты при полной ее потере на формирование остаточной нефтенасыщенности в каналах миграции могла подняться только на 4,3 м, 80 млн.лет назад – на 114 м, 50 млн. лет назад – на 490 м, когда могло начаться формирование нижней залежи в пласте БУ₁₆. Достаточно высокая проницаемость разреза способствовала дальнейшей вертикальной восходящей миграции нефти. 30 - 20 млн. лет назад предельное расстояние миграции нефти могло достигнуть, при полном рассеянии нефти, 891 - 1110 м. В это время могло уже начаться формирование скоплений нефти в пластах БУ₁₀ и БУ₈, содержащих основные запасы нефти (рис. 3.5).

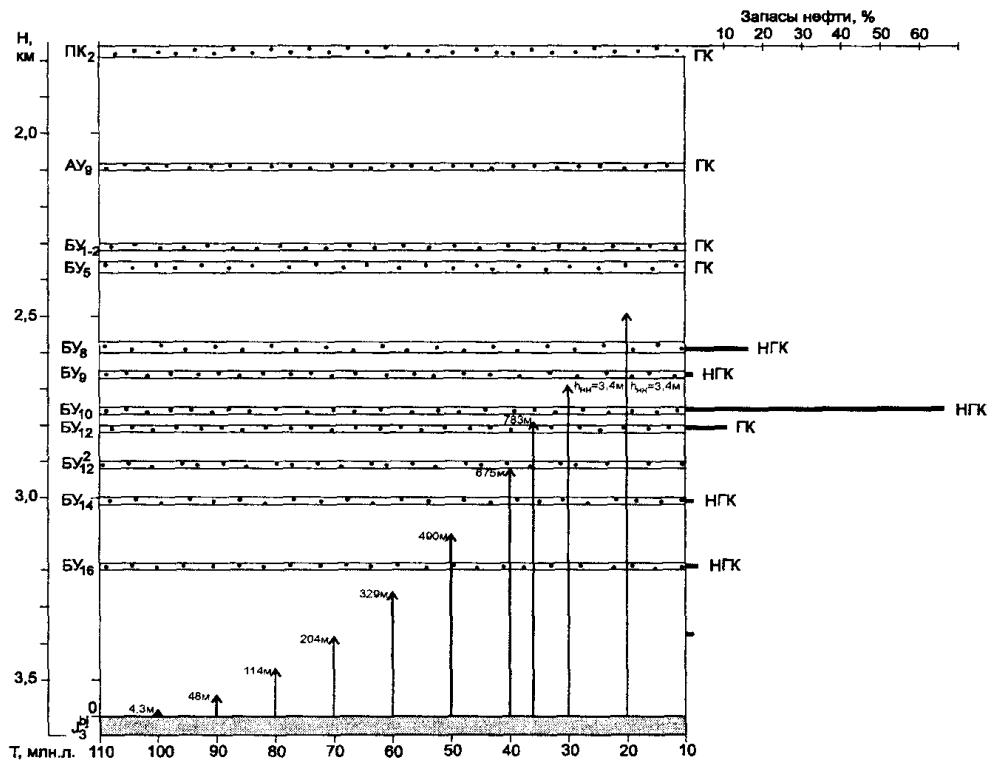


Рис. 3.5. Схема вертикальной миграции нефти из байдариёвской свиты в нижнемеловые отложения Уренгойского месторождения

Фактическая скорость продвижения нефтяного фронта вверх по разрезу в Уренгойском районе, определявшаяся ее рассеянием на путях миграции, составляла 0,43 м/млн. лет (100 млн. лет назад), 16,1 м/млн. лет (50 млн. лет назад) и достигала максимума – 21 м/млн. лет (20 млн. лет назад), то есть была в сотни раз меньшей, чем она могла бы быть оцененной на основании закона Дарси – для фильтрации нефти не ограниченной ее потерями в каналах миграции.

В рассмотренных случаях анализировались условия вертикальной миграции нефти из единой нефтематеринской свиты (баженовской) вверх по разрезу с достижением в нем нескольких коллекторских пластов, которые могут находиться от материнских пород на расстоянии от 200 - 300 м и более (до 800 - 900 м).

В тех случаях, когда материнские отложения представлены переслаиванием глинистых нефтематеринских пород с песчаниками, которые являются коллекторами, дальность вертикальной миграции невелика и определяется мощностью коллектора, в прикровельной зоне которого образуются первичные скопления нефти.

Казалось бы, что при мощности коллектора в 20 - 30 м весь путь вертикальной миграции нефти из пласта материнских пород до кровли вышележащего коллектора может быть пройден практически мгновенно. Однако это не так. И в таких случаях расстояние вертикальной миграции

ограничивается потерями нефти на формирование остаточной нефтенасыщенности пород на путях миграции.

Такая ситуация рассмотрена нами на примере изучения процессов миграции нефти в тюменской свите Уренгойского района Западной Сибири.

Общая мощность тюменской нефтегазоматеринской свиты в этом районе составляет около 1600 м. Разрез ее представлен переслаиванием пластов глинистых материнских пород со средней мощностью 28 м и коллекторов со средней мощностью 25 м.

Интенсивное нефтеобразование проявилось в период 120 - 68 млн. лет назад. Суммарная плотность эмиграции нефти из материнских пород тюменской свиты экспоненциально возрастала во времени от 0,04 млн. т/км² (120 млн. лет назад) до 6,58 млн. т/км² (68 млн. лет назад).

В расчете на одну пачку глинистых нефтематеринских пород плотность эмиграции нефти за этот период времени возросла от 0,0014 до 0,234 млн. т/км². Две трети нефти из пласта глинистых материнских пород эмигрировало вверх по разрезу в вышележащий песчаник, 1/3 – в подстилающий.

Рассчитав максимально возможные расстояния вертикальной миграции нефти из пласта глинистых материнских пород в залегающий выше коллектор при полном ее рассеивании на остаточную нефтенасыщенность для последовательных периодов времени протяженностью в 10 млн. лет, мы убедились, что 120 млн. лет назад нефть

могла подняться от подошвы коллектора всего на 0,0048 м, 110 млн. лет назад – на 0,09 м, 100 млн. лет назад – на 6,8 м, 80 млн. лет назад – на 20,8 м, то есть уже почти до кровли коллектора. Лишь через 40 млн. лет после первого поступления нефти в коллектор она смогла достигнуть его кровли и образовать первичное нефтяное скопление с мощностью зоны нефтенасыщения 0,39 м (80 млн. лет назад) и до 1,8 м (60 млн. лет назад), как это видно на рис. 3.6. Как видим, и в случае переслаивания пластов глинистых нефтематеринских пород с коллекторами скорость продвижения нефтяного фронта к кровле коллектора ограничивается потерями нефти на формирование остаточной нефтенасыщенности пород в каналах миграции.

Расстояние от подошвы до кровли коллектора в 25 м нефтяной фронт преодолел за 50 млн. лет, то есть средняя скорость его продвижения составляла 0,5 м/млн. лет. Формальные расчеты скоростей вертикальной миграции по формуле Дарси дали бы в этом случае скорость миграции порядка 1000 км/млн. лет, что совершенно невероятно. Такая скорость была бы возможна только при неограниченном количестве нефти в источнике в момент начала миграции, чего в природе не бывает.

Аналогичные модельные расчеты проведены для определения фактически возможных скоростей вертикальной миграции углеводородного газа (рис. 3.7), только помимо потерь на образование остаточной газонасыщенности пород

на путях миграции были учтены также потери газа на растворение в пластовой воде коллектора и в нефтяных углеводородах.

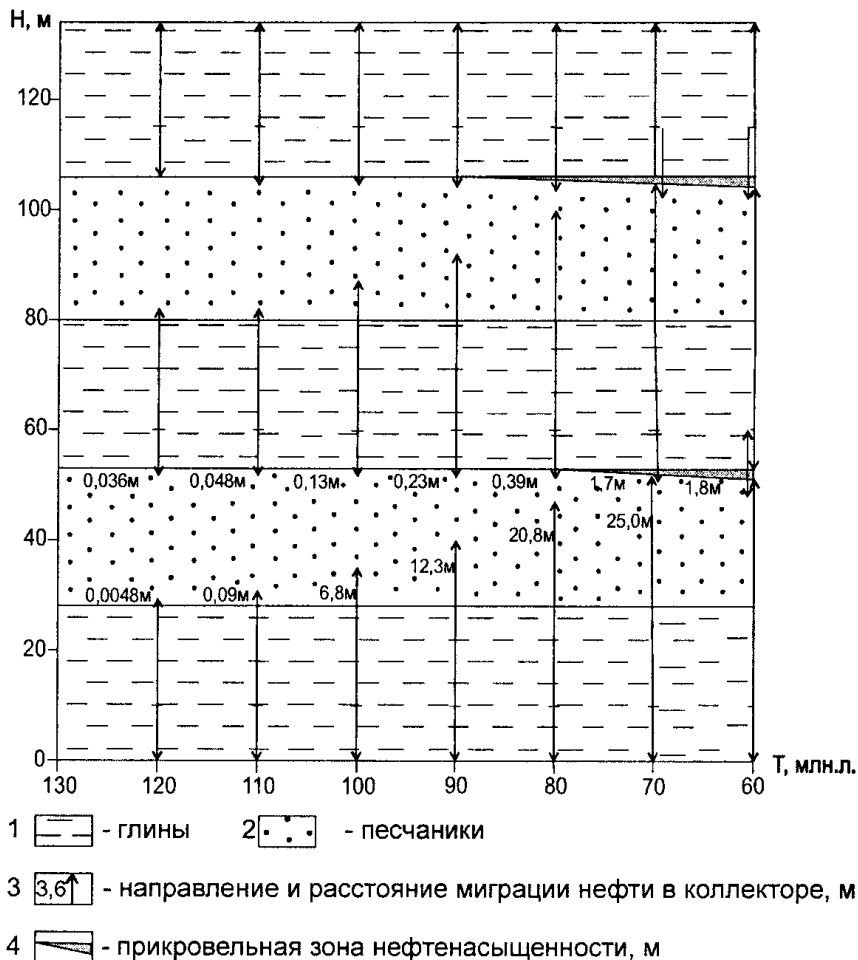


Рис. 3.6. Схема миграции нефти из глинистых материнских пород в коллекторы тюменской свиты Уренгойского района

В период со 120 до 60 млн. лет назад при восходящей вертикальной миграции газ мог подняться от подошвы коллектора только на 14 м (рис. 3.7), полностью рассеиваясь в породах и пластовых водах.

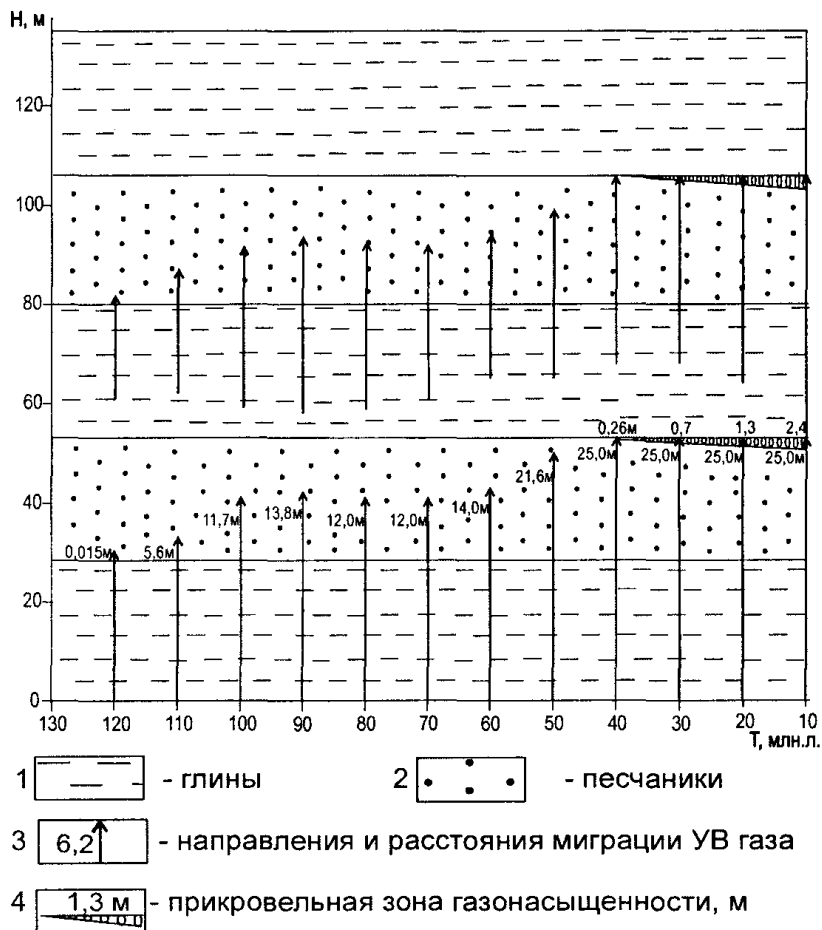


Рис. 3.7. Схема миграции УВ газа из глинистых материнских пород в коллекторы тюменской свиты Уренгойского района

И только 40 млн. лет назад газ мог достигнуть кровли коллектора. Образование первичных скоплений газа в прикровельной зоне коллектора с мощностью зоны газонасыщения от 0,7 до 2,4 м могло произойти только в период от 30 до 10 млн. лет назад, то есть только через 90 - 110 млн. лет после первоначального поступления газа в коллектор. Средняя фактическая скорость продвижения газа от подошвы к кровле коллектора, ограниченная потерями газа на рассеяние в породах и пластовых водах, составляла около 0,28 м/млн. лет. В то время как формально по закону фильтрации Дарси она оценивается при вертикальной миграции в 80000 км/млн. лет.

Это еще раз показывает, что при изучении процессов миграции расчеты скоростей вертикальной миграции должны контролироваться потерями масс мигрирующих углеводородов. К сожалению, пока этого еще никто не понимает, как не понимали и авторы данной работы всего 1 - 2 года назад.

Восходящая латеральная миграция нефти по проницаемому коллектору от наиболее глубокой части осадочного бассейна к его приподнятому борту при отсутствии на пути миграции непроницаемого экрана (тектонического нарушения, выклинивания или замещения пласта или аккумулярующих ловушек) может происходить, казалось бы, безгранично, по крайней мере на сотни километров – вплоть до выхода коллектора на поверхность.

Иногда, при стечении благоприятных условий, такие случаи действительно имеют место.

Однако рассеяние нефти на путях латеральной миграции, расходящейся на формирование остаточной нефтенасыщенности в пласте-коллекторе, в определенных случаях становится важным, ранее не учитывавшимся, фактором, ограничивающим дальность миграции.

Потери нефти при латеральной миграции определяются нами, как показано ранее (формула 3.19)(в расчете на 1 км²)

$$q_{\text{нп}}^{\text{лат}} = h_{\text{нн}} \cdot m_{\text{к}} \cdot K_{\text{нн}}^{\text{ост}} \cdot \rho_{\text{н}} \cdot 10^6$$

Количество нефти, которая может испытывать дальнейшую восходящую латеральную миграцию и аккумулироваться в ловушках, равно (по формуле 3.20)

$$q_{\text{н}}^{\text{ак}} = q_{\text{н}}^{\text{кр}} - q_{\text{нп}}^{\text{лат}}$$

В пределах зоны осадочного бассейна, в которой реализовалась главная фаза нефтеобразования, повсеместно эмигрировавшая из материнских пород нефть всплывала к кровле коллектора, образуя почти непрерывные первичные нефтяные скопления с плотностью $q_{\text{н}}^{\text{кр}}$. Затем эти скопления начинают всплывать вверх по восстанию слоев – из наиболее погруженных зон к сводам приподнятых антиклинальных структур, где и происходит аккумуляция нефти и формирование залежей.

Поскольку остаточная нефтенасыщенность коллектора формируется на каждом участке за счет нефти, эмигрировавшей из материнских пород на этом участке, то мигрирующая из более погруженной зоны нефть с плотностью $q_n^{ак}$, проходя через этот участок, уже не имеет дополнительных потерь на формирование остаточной нефтенасыщенности коллектора. Дальность восходящей латеральной миграции полностью определяется тектонической структурой – максимальным расстоянием от наиболее погруженной части нефтесборной площади до свода антиклинального поднятия.

Принципиально другая ситуация наблюдается при восходящей латеральной миграции нефти из погруженной зоны бассейна, где проявилась ГФН, в менее погруженную зону, где нефтеобразования не происходило.

При латеральной восходящей миграции нефть на всем пути ее движения (ℓ), будет расходоваться в прикровельной зоне коллектора на образование остаточной нефтенасыщенности. Миграция нефти с участка протяженностью в 1 км прекратится в тот момент и на таком расстоянии когда количество (плотность) мигрирующей нефти ($q_n^{ак}$) полностью будет израсходовано на образование остаточной нефтенасыщенности в прикровельной зоне коллектора ($q_{нп}^{лат}$), т.е. когда будет соблюдено равенство

$$q_n^{ак} = \ell \cdot q_{нп}^{лат} \quad (3.35)$$

В развернутом виде это можно представить как :

$$q_n^{кр} - q_{нп}^{лат} = \ell \cdot q_{нп}^{лат} \quad (3.36)$$

или

$$\begin{aligned} \ell \cdot h_{нп} \cdot m_k \cdot K_{нп}^{ост} \cdot \rho_n \cdot 10^6 = \\ h_{нп} \cdot m_k \cdot K_{нп} \cdot \rho_n \cdot 10^6 - h_{нп} \cdot m_k \cdot K_{нп}^{ост} \cdot \rho_n \cdot 10^6 \end{aligned} \quad (3.37)$$

откуда возможное расстояние миграции нефти определяется как

$$\ell = \frac{h_{нп} \cdot m_k \cdot \rho_n \cdot 10^6 \cdot (K_{нп} - K_{нп}^{ост})}{h_{нп} \cdot m_k \cdot \rho_n \cdot 10^6 \cdot K_{нп}^{ост}} = \frac{K_{нп} - K_{нп}^{ост}}{K_{нп}^{ост}} \quad (3.38)$$

Соответственно, если протяженность нефтяного скопления в прикровельной зоне коллектора на границе проявления зоны ГФН составляет n км, то максимально возможное расстояние латеральной миграции нефти из зоны ГФН определяется как

$$\ell = n \cdot \frac{K_{нп} - K_{нп}^{ост}}{K_{нп}^{ост}} \quad (3.39)$$

Если протяженность всплывающего нефтяного скопления составляла 1 км, исходная нефтенасыщенность в прикровельной зоне коллектора была равна 0,8, а остаточная в зоне миграции - 0,4 - 0,3, то миграция нефти до полного ее рассеяния должна была произойти на расстоянии

$$\ell = \frac{0,8 - (0,4 \div 0,3)}{(0,4 \div 0,3)} = 1 \div 1,66 \text{ км}, \quad \text{а при протяженности}$$

нефтяного скопления в 10 км – $10 \div 16,6$ км.

Если ширина зоны проявления ГФН составляет 50 км и на пути восходящей латеральной миграции нефти нет ни экранов, ни ловушек, то максимальная дальность миграции нефти из зоны ГФН до полного рассеяния нефти могла достигать 50 - 83 км.

В зависимости от тектонической структуры коллектора могут возникать и более сложные ситуации, способствующие увеличению дальности восходящей латеральной миграции нефти по одному из направлений. Например, как на рис. 3.8, где моноклинальное залегание коллектора осложнено структурным носом.

Протяженность первичного нефтяного скопления составляет 10 км. На центральное направление восходящей латеральной миграции по оси структурного носа "сливается" вся нефть с трехкилометровой зоны. Соответственно максимальное расстояние восходящей миграции нефти по структурному носу до полного рассеяния нефти составит

$$\ell = 10 \cdot 3 \cdot \frac{0,8 - 0,3}{0,3} = 50 \text{ км.}$$

Но на соседних участках слева и справа, с которых нефть ушла на структурный нос, латеральная миграция тогда не проявится вообще, а на крайних с ними участках, при ненарушенном моноклинальном строении пласта, миграция при полном рассеивании нефти

$$\text{произойдет на расстояние не более } 16 \text{ км } (\ell = 10 \cdot \frac{0,8 - 0,3}{0,3}).$$

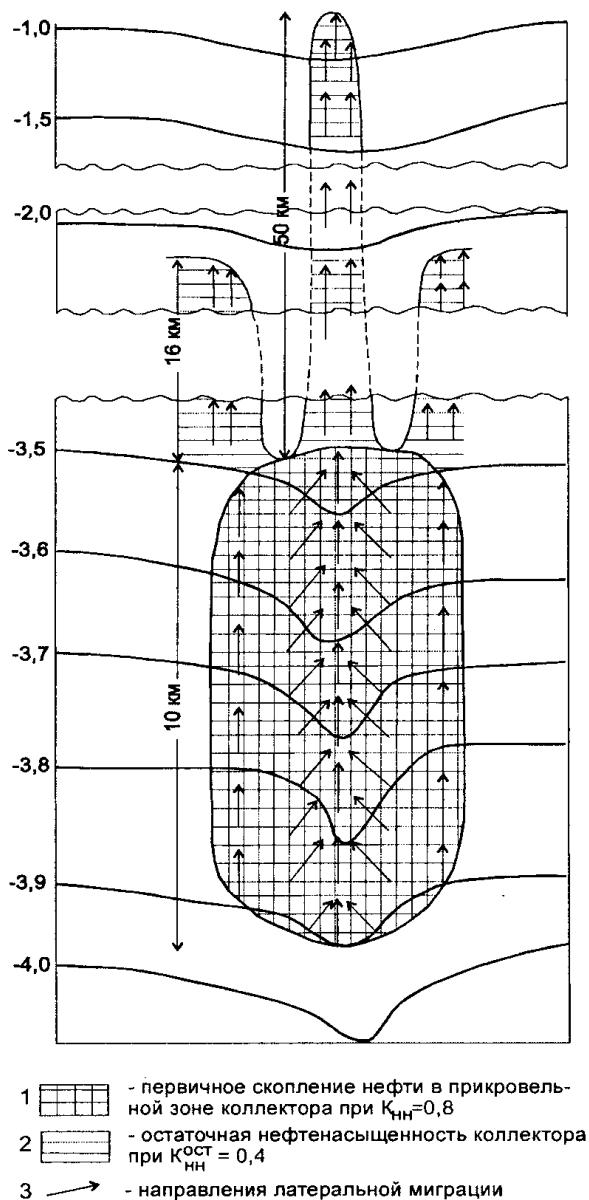


Рис. 3.8. Ограничение дальности восходящей латеральной миграции нефти ее расходом на формирование остаточной нефтенасыщенности в прикровельной зоне коллектора

При ширине зоны проявления ГФН в 50 км и аналогичной осложненности моноклинали структурным носом, на который "сливается" нефть с двух соседних участков, максимальная дальность восходящей латеральной миграции нефти по структурному носу составит

$$50 \cdot 3 \cdot \frac{0,8 - 0,3}{0,3} \approx 250 \text{ км.}$$

Зато на соседних со структурным носом участках латеральной миграции не будет вообще, а на крайних участках дальность миграции 80 км.

Таким образом, не только наличие непроницаемых экранов на пути миграции нефти, но и само рассеяние нефти на путях миграции является важным фактором, ограничивающим дальность миграции нефти и газа, что ранее не учитывалось. Но этих общих соображений и приведенных конкретных примеров недостаточно. В каждой конкретной геологической ситуации необходимо производить модельные расчеты и определять максимальную дальность миграции, ограничивающуюся рассеянием нефти и газа.

3.5. Моделирование и картирование латеральной миграции нефти и газа в коллекторах при формировании месторождений

Моделирование восходящей латеральной миграции углеводородов в коллекторах и аккумуляции их в ловушках производится для геологического объекта, объединяющего

локальную зону аккумуляции (структурную или иного типа ловушку) и окружающую ее нефте(газо)сборную площадь.

Ловушка и окружающая ее нефте(газо)сборная площадь выделяются с использованием палеоструктурной карты, построенной на геологическое время проявления активного нефте- или газообразования, или структурной карты, если нефте- или газообразование проявились недавно и структура района не испытала к настоящему времени заметных изменений.

Направления восходящей латеральной миграции углеводородов трассируются по структурной карте ортогонально вверх по восстанию пластов – от наиболее погруженных участков нефте(газо)сборной площади до максимально приподнятых в пределах замкнутой ловушки.

Равномерно покрыв прилегающую к ловушке изучаемую нефте(газо)сборную площадь сетью профилей восходящей латеральной миграции, можно определить границы нефте(газо)сборной площади, в пределах которой углеводороды мигрировали к данной ловушке. Схождение направлений восходящей латеральной миграции углеводородов к приподнятой замкнутой ловушке определяет положение локальной зоны аккумуляции нефти (или газа).

По каждому профилю восходящей латеральной миграции от наиболее погруженной зоны до ловушки производится расчет скоростей миграции углеводородов (формула 3.12) для последовательных участков профиля,

отличающихся углами наклона пластов. Поскольку углы наклона пластов на отдельных участках миграционного профиля изменяются, то на них должны изменяться и скорости латеральной миграции углеводородов, пропорциональные $\sin \alpha$ - угла наклона пластов (формула 3.12).

Моделирование состояния и развития миграционных процессов производится через определенные равные промежутки времени – от нулевого момента, когда на нефте(газо)сборной площади сформировались первичные скопления углеводородов в прикровельной зоне коллекторов, до конечного момента, когда все подвижные УВ достигли аккумулярующей ловушки, а на всей остальной нефте(газо)сборной площади в коллекторах остались лишь неподвижные УВ, формирующие остаточную, "мертвую" нефте(газо)насыщенность коллекторов.

Расчет расстояний миграции всплывающих вверх по восстанию масс углеводородов производится через выбранные равные промежутки времени по каждому миграционному профилю нефте(газо)сборной площади.

Расстояния миграции углеводородов за выбранный отрезок времени определяются как $S=Vt$. Если за принятый для расчета отрезок времени t углеводороды при данной скорости миграции могут пройти расстояние больше длины первого участка, то сначала определяется время миграции углеводородов по первому участку, а затем – расстояние их

миграции по второму участку со свойственной для него скоростью миграции, а также суммарное расстояние миграции за время t .

Первоначальная плотность углеводородов в прикровельной зоне коллекторов на всей нефте(газо)сборной площади примерно одинакова и составляет $q_{н(r)}^{кр}$ (формула 3.17 - для нефти, или формула 3.27 - для газа). Изменения скоростей миграции углеводородов на отдельных участках каждого миграционного профиля приводят к изменениям плотности мигрирующих углеводородов.

Если скорость миграции углеводородов на первом, более погруженном участке профиля, меньше, чем на втором, более приподнятом, то произойдет уменьшение плотности мигрирующих углеводородов. Если на первом, более погруженном участке профиля, скорость миграции больше, а на следующем меньше, то произойдет сложение, возрастание плотности мигрирующих углеводородов. Если скорости миграции углеводородов на первом и следующем участках профиля одинаковы, то плотность мигрирующих углеводородов останется неизменной – сколько поступит мигрирующих УВ на следующий более приподнятый участок, столько же уйдет с него по восстанию пласта.

Конкретный пример наглядно иллюстрирует эти положения (рис. 3.9). Профиль состоит из двух участков. Первый, более погруженный – 11 км со скоростью миграции нефти 223,6 км/млн. лет, второй расположен

гипсометрически выше, с 11 по 26 км со скоростью миграции 91,8 км/млн. лет. Далее на 27 км уже начинается зона аккумуляции нефти в ловушке.

Плотность нефти в прикровельной зоне коллекторов ($q_{\text{н}}^{\text{кр}}$) составляет 250 тыс. т/км². Потери нефти на формирование остаточной нефтенасыщенности пород при латеральной миграции ($q_{\text{нп}}^{\text{лат}}$) равны 140 тыс. т/км², плотность нефти, остающейся миграционноспособной и могущей аккумулироваться в ловушке ($q_{\text{н}}^{\text{ак}}$) равна 110 тыс. т/км². С каждого километра профиля мигрировало далее вверх по восстанию коллекторов 110 тыс. т/км². Расчет миграции произведен на конец интервала времени в 0,1 млн. лет.

За это время подвижная нефть ушла с первых наиболее погруженных 16 км (0 - 15). Плотность остаточной нефти в этой зоне оказалась равной 140 тыс. т/км². На 16-ом километре было нефти 250 тыс. т/км², ушло вверх по восстанию 110 тыс. т/км², пришло с поля погруженного участка 110 тыс. т/км². Плотность нефти оказалась равной $250 - 110 + 110$ тыс. т/км². С 17-го километра ушло 110 тыс. т/км², а пришло $110 \cdot 3 = 330$ тыс. т/км², плотность нефти оказалась равной $250 - 110 + 3 \cdot 110 = 470$ тыс. т/км², и так далее (рис. 3.9).

В зоне аккумуляции плотность нефти возрасла через 0,1 млн. лет до 1,35 млн. т/км². Правильность приведенных расчетов проверяется по балансу нефтяных углеводородов.

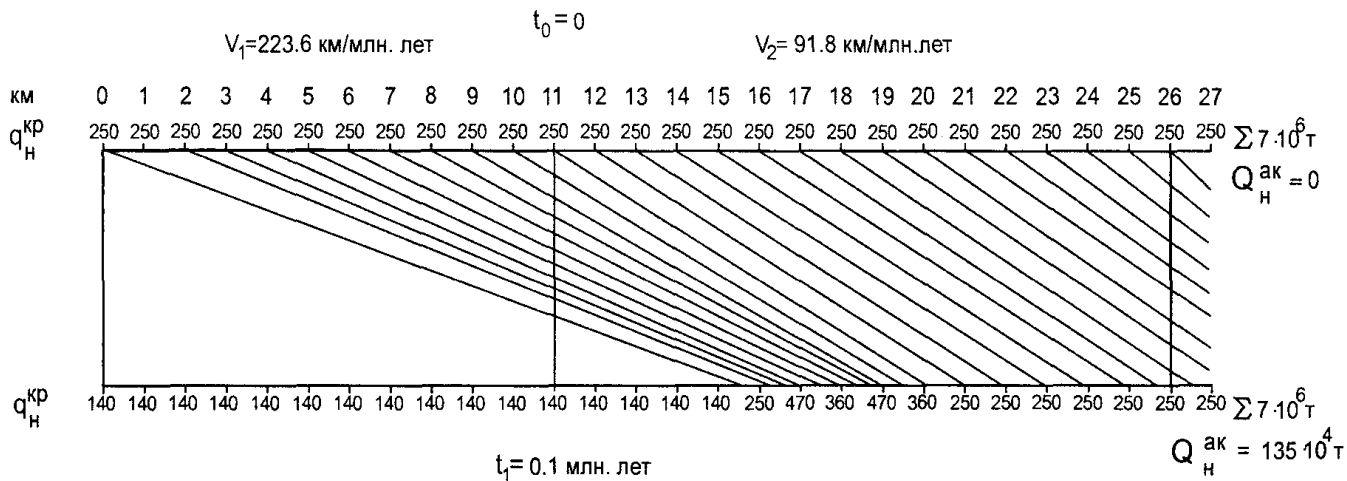


Рис. 3.9. Пример расчета плотностей мигрирующих и аккумулирующихся нефтяных УВ по профилю миграции

Исходное количество нефти на профиле в нулевой момент времени было $Q_{н}^{кр} = 250000 \text{ т} \cdot 28 = 7 \text{ млн. т.}$ Через 0,1 млн. лет оно оказалось равным $Q_{н}^{кр} = 16 \cdot 140 + 250 \cdot 1 + 470 \cdot 1 + 360 \cdot 1 + 250 \cdot 6 + (110 \cdot 10 + 250) = 7 \text{ млн. т.}$

Аналогичным способом проводятся расчеты по всем профилям миграции через равные интервалы времени (в данном случае через 0,1 млн. лет), пока не окажется, что на всех профилях в прикровельной зоне коллекторов осталась только "мертвая" нефтенасыщенность коллекторов, а все подвижные нефтяные УВ аккумулировались в пределах замкнутого контура ловушки, то есть формирование месторождения завершилось.

В пределах контура замкнутой ловушки за счет непрерывного поступления углеводородов их плотность во времени возрастает. Она рассчитывается по каждому миграционному профилю; по сумме данных по всем профилям определяется средняя плотность аккумулированных углеводородов в ловушке на каждый выбранный для моделирования последовательный момент времени t .

Правильность расчетов плотности мигрирующих и аккумулирующихся углеводородов по каждому профилю, как показано ранее, проверяется по балансу углеводородов. Общее их количество на каждом миграционном профиле протяженностью в n километров до начала латеральной миграции равно $n \cdot q_{н(r)}^{кр}$. Через отрезок времени t оно должно

остаться суммарно тем же самым, только на отдельных участках профиля плотность УВ временно возросла, или уменьшилась, а в зоне аккумуляции неуклонно возрастала. На конечный момент времени формирования месторождения на всех миграционных профилях нефте(газо)сборной площади плотность углеводородов падает до минимума, характерного для остаточной, "мертвой" нефте(газо)насыщенности коллекторов, а в пределах замкнутого контура ловушки – возрастает вследствие завершения аккумуляции до максимума, характеризующего плотность нефти (или газа) в сформированном месторождении.

Плотность мигрирующих и аккумулирующихся в ловушке углеводородов рассчитывается на каждый последовательный момент времени по всем миграционным профилям нефте(газо)сборной площади для каждого километрового участка. Таким образом, вся нефте(газо)сборная площадь покрывается достаточно густой сетью точек, в которых определена плотность мигрирующих УВ и плотность аккумулированных УВ в пределах ловушки на выбранные для модельных расчетов моменты времени – от первого, когда началась восходящая латеральная миграция УВ в коллекторах, до последнего, когда все подвижные УВ оказались аккумулированными в ловушке.

С использованием этих данных составляются детальные карты плотностей мигрирующих и аккумулирующихся в ловушке углеводородов на

определенные интервалы времени – от начала восходящей латеральной миграции до ее завершения, когда подвижные, миграционноспособные УВ аккумулированы в ловушке, а за ее контуром коллекторы характеризуются содержанием только остаточной, "мертвой" нефти(газо)насыщенности.

Для составления таких карт, характеризующих развитие процессов миграции и аккумуляции углеводородов в ходе геологического времени, наиболее приемлем масштаб 1:100 000 или 1:200 000. Комплект таких карт характеризует развитие процессов восходящей латеральной миграции и аккумуляции УВ в ловушке изучаемой нефти(газо)сборной площади в ходе геологической истории через определенные равные промежутки времени.

В качестве примера рассмотрим результаты моделирования латеральной миграции и аккумуляции нефти в С.-Варьеганском месторождении Западной Сибири (рис. 3.10). Расчеты состояния миграционных процессов и аккумуляции нефти в ловушке производились и отражались на соответствующих картах для последовательных этапов времени через каждые 0,1 млн. лет палеогенового времени, когда происходило формирование месторождения.

До начала латеральной миграции (0 момент) плотность нефтяных УВ, скопившихся в прикровельной зоне коллекторов на всей нефтесборной площади была достаточно однородной и составляла около 250 тыс. т/км².

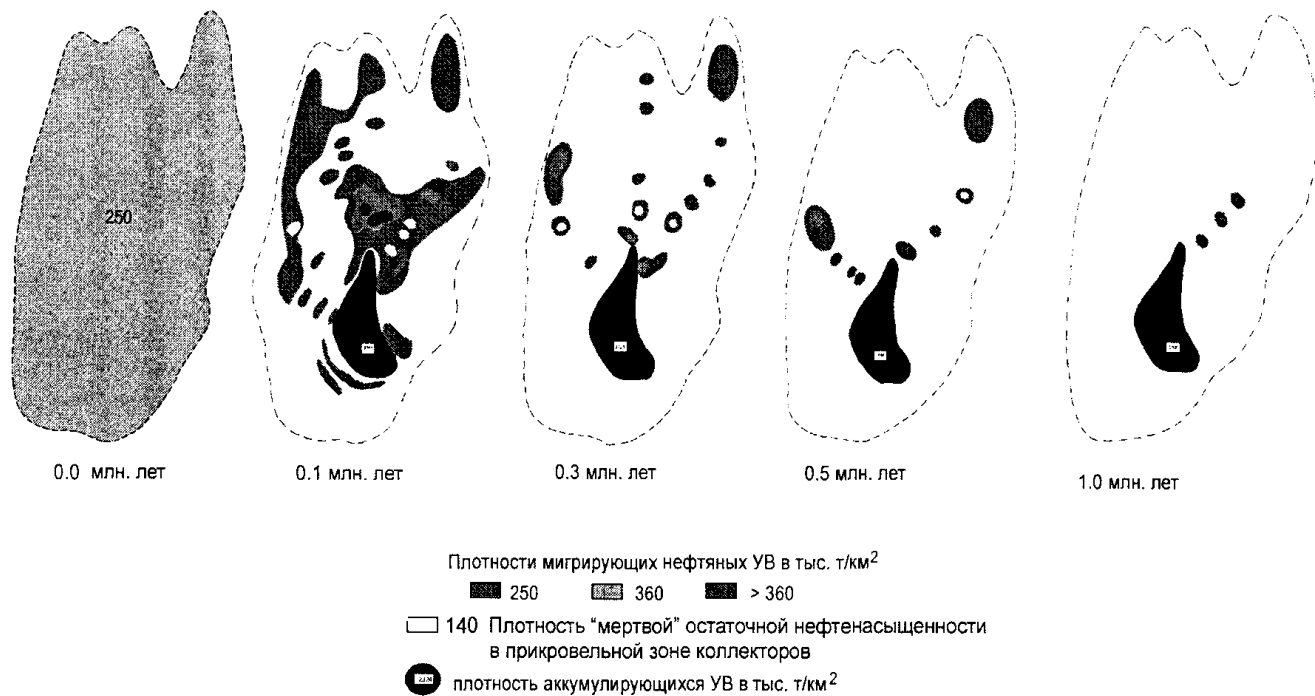


Рис. 3.10. Состояние процессов миграции и аккумуляции нефти при формировании Северо-Варьеганского месторождения на моменты времени 0,0; 0,1; 0,3; 0,5 и 1,0 млн. лет

Вследствие начавшейся латеральной миграции плотность нефтяных УВ на нефтесборной площади начала существенно дифференцироваться, снижаясь до 140 тыс. т на наиболее погруженных участках и возрастая на приподнятых, к которым происходило всплывание нефти. Уже через 0,1 млн. лет со значительной части нефтесборной площади ушли при всплывании все подвижные миграционноспособные нефтяные УВ и в прикровельной зоне коллекторов осталась только "мертвая" остаточная нефтенасыщенность с плотностью в 140 тыс. т/км².

Одновременно в наиболее приподнятых зонах образовались крупные скопления мигрирующей нефти с плотностью нефтяных УВ до 250 - 360 и более тыс. т/км², всплывающие к приподнятой ловушке. Началась аккумуляция нефти в ловушке, плотность аккумулированных в ней нефтяных УВ достигала 1350 тыс. т/км².

Через 0,3 млн. лет на преобладающей части нефтесборной площади в прикровельной зоне коллекторов осталась только "мертвая" нефтенасыщенность пород, а основная часть крупных скоплений мигрирующей нефти "влилась" в ловушку, плотность аккумулированной нефти в которой достигла 2324 тыс. т/км². На этом этапе (0,3 млн. лет) на карте видна только серия небольших нефтяных скоплений, всплывающих к ловушке с северной части нефтесборной площади.

Через 0,5 млн. лет половина этих всплывающих с севера нефтяных скоплений достигла ловушки, плотность нефти в которой возрасла до 2556 тыс. т/км², а остальные семь скоплений нефти приближаются к ловушке.

Через 1,0 млн. лет аккумуляция нефти в ловушке практически почти завершилась, плотность нефти в ней достигла 2700 тыс. т/км², а три последних небольших скопления нефти уже почти вплотную подошли при всплывании к ловушке. Через 1,1 млн. лет процессы миграции нефти и аккумуляции её в ловушке полностью завершились, и плотность нефти в ней достигла 2712 тыс. т/км².

Потенциальные ресурсы нефти С.-Варьеганского месторождения на палеогеновое время оценены нами по этим данным в 329 млн. т, что на 24 % превышает открытые промышленные запасы нефти на современном этапе. Это превышение можно объяснить или некоторой неточностью данных при моделировании процессов миграции и аккумуляции нефти, или, что также вероятно, потерями нефти из месторождения за время его существования в течение 20 млн. лет.

Опыт проведенных исследований показывает, что формирование нефтяных месторождений в платформенных условиях в большинстве изученных случаев происходит при латеральной миграции за период времени от 1 до 2 миллионов лет, а газовых месторождений всего лишь за 20 - 30 тыс. лет.

Глава 4. ОЦЕНКА ПОТЕНЦИАЛЬНЫХ РЕСУРСОВ НЕФТИ И ГАЗА НА ОСНОВЕ КОЛИЧЕСТВЕННОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ ПРОЦЕССОВ ГЕНЕРАЦИИ, МИГРАЦИИ И АККУМУЛЯЦИИ УГЛЕВОДОРОДОВ

До последнего времени основным методом оценки потенциальных ресурсов углеводородов в России остается метод сравнительного геологического анализа оцениваемого геологического объекта с аналогичным хорошо изученным геологическим объектом, в котором в результате проведения поисково-разведочных работ выявлены все основные месторождения нефти и газа и оценены их запасы.

Для оценки потенциальных ресурсов нефти и газа на новый, слабо изученный объект, по аналогии с хорошо изученным эталонным, распространяются такие характеристики, как средняя плотность запасов на 1 км^2 (на 1 км^3 осадков), или величина запасов углеводородов в расчете на осредненную структуру.

Непосредственно по самому оцениваемому объекту с установленной нефтегазоносностью иногда производится подсчет потенциальных ресурсов по объему предположительно продуктивных резервуаров в пределах выявленных замкнутых ловушек, то есть по объему посуды, а не по количеству имеющейся жидкости. Поскольку не существует двух полностью тождественных геологических объектов и новый оцениваемый объект по ряду признаков

всегда отличается от эталонного, а в ряде случаев вообще не имеет аналогов, оценка потенциальных ресурсов нефти и (или) газа нового геологического объекта этими методами неизбежно производится с низкой вероятностью и точностью. К тому же оценка только суммарных потенциальных ресурсов углеводородов на площади нового геологического объекта уже не удовлетворяет, помимо этого необходимо оценивать потенциальные ресурсы нефти и газа на конкретных локальных структурах лицензионного участка.

Создалась ситуация, когда существует научнообоснованная органическая (осадочно-миграционная) теория образования нефти и газа и формирования месторождений углеводородов, а оценка потенциальных ресурсов нефти и газа производится сугубо эмпирическими методами, без использования теории.

Между тем осадочно-миграционная теория образования нефти и газа уже достигла такого уровня, что дает возможность количественно описывать процессы генерации нефти и газа, миграции и аккумуляции углеводородов в ловушках, и оценивать на этой основе потенциальные ресурсы нефти и газа как региональных геологических объектов, так и отдельных ловушек в их пределах.

Поэтому использование новой методики оценки потенциальных ресурсов нефти и газа на основе количественного моделирования процессов генерации, миграции и аккумуляции углеводородов в ловушках не

аналогичного, а самого оцениваемого геологического объекта, представляется весьма перспективным.

Последовательный количественный анализ процессов образования нефти и (или) газа, направлений, скоростей и расстояний миграции; путевых миграционных потерь от материнских пород до ловушек в условиях конкретного оцениваемого геологического объекта дает возможность оценки потенциальных ресурсов нефти и (или) газа как в целом для изучаемого регионального геологического объекта, так и для отдельных ловушек. Методика, соответствующие формулы и приемы количественного анализа всех процессов, ведущих к формированию месторождений и ресурсов углеводородов в них, рассмотрены в предыдущих главах.

Потенциальные ресурсы нефти и (или) газа оцениваются по разности между количеством эмигрировавших из материнских пород углеводородов и путевых миграционных потерь УВ в пределах конкретного изучаемого объекта.

Для этого необходимо, конечно, обладать определенным минимумом геолого-геохимической информации по характеристике материнских пород: их мощности, генетическому типу органического вещества, концентрации $C_{орг.}$, степени катагенеза ОВ; по структурно-тектоническим особенностям оцениваемого объекта, определяющим направления, расстояния, скорости миграции

и миграционные потери углеводородов; по мощности и свойствам коллекторов и т.д. Такая информация обычно в виде региональных структурно-геологических и геохимических карт, или хотя бы в виде аналитической информации, имеется по каждому осадочному бассейну.

Разумеется, что чем точнее будут определены исходные параметры, необходимые для количественного моделирования генерации, миграции и аккумуляции нефти и газа, тем объективнее и точнее будет на их основе оценка потенциальных ресурсов углеводородов.

Основой для проведения работ по оценке потенциальных ресурсов углеводородов является комплект карт, отражающих структуру изучаемого объекта, распространение в нем и мощность выявленных нефте-(газо)материнских отложений; распространение и мощность коллекторов; содержание и тип исходного для генерации углеводородов органического вещества материнских пород; степень катагенеза (зрелости) органического вещества, отражающую какая стадия генерации нефти (или газа) им достигнута в ходе геологической истории изучаемого геологического объекта.

На этой основе производятся расчеты плотностей генерации и эмиграции нефти и (или) УВ газа, плотностей потерь нефти и (или) газа на путях миграции УВ от материнских пород до ловушек, а за вычетом этих потерь – плотностей аккумуляции нефти и газа в отдельных точках,

равномерно распределенных по площади изучаемого и оцениваемого геологического объекта.

Плотность аккумуляции нефти в любой точке на площади оцениваемого геологического объекта определяется как

$$q_n^{ак} = q_n^{эм} - q_{нп}^{верт} - q_{нп}^{лат} \quad (4.1)$$

где

$q_n^{эм}$ – плотность эмиграции нефти,

$q_{нп}^{верт}$ – плотность потерь нефти при ее вертикальной миграции из материнских пород по субвертикальным трещинно-поровым каналам до кровли аккумулирующих коллекторов,

$q_{нп}^{лат}$ – плотность потерь нефти при восходящей латеральной миграции в прикровельной зоне коллекторов на образование остаточной, "мертвой" нефтенасыщенности.

Методика и формулы для расчета этих параметров даны в главах 1 и 3 (формулы 1.24; 3.16; 3.19), а данные о средних величинах коэффициентов эмиграции по стадиям катагенеза – в главе 2 (табл. 2.1).

Соответственно плотность аккумуляции УВ газа определяется как

$$q_r^{ак} = q_r^{эм} - q_{гп}^{рн} - q_{гп}^{рв} - q_{гп}^{верт} - q_{гп}^{лат} \quad (4.2)$$

где

$q_r^{эм}$ – плотность эмиграции УВ газа,

$q_{гп}^{рн}$ – плотность потерь УВ газа при растворении в нефти,

$q_{гп}^{рв}$ – плотность потерь УВ газа при растворении в пластовых водах коллекторов,

$q_{гп}^{верт}$ – плотность потерь УВ газа при вертикальной миграции его по системе субвертикальных трещинно-поровых каналов пород до кровли аккумулирующих коллекторов,

$q_{гп}^{лат}$ – плотность потерь УВ газа при восходящей латеральной миграции на образование остаточной, "мертвой" газонасыщенности в прикровельной зоне коллекторов.

Формулы для расчета этих параметров приведены в главах 1 и 3 (формулы 1.25; 3.23 - 3.26; 3.29).

Плотность аккумуляции нефти (газа) означает, что от генерированных и поступивших при миграции в пласты-коллекторы углеводородов после их расхода на миграционные потери остается в расчете на 1 км² определенное количество подвижных УВ (нефти и (или) газа), которые аккумулируются в ловушках.

Потенциальные ресурсы нефти и (или) газа определяются для подсчетного участка оцениваемой площади геологического объекта как

$$Q_{н(г)}^{пот} = S_{уч.} \cdot q_{н(г)}^{ак} \quad (4.3)$$

где $S_{уч.}$ – площадь подсчетного участка,

$q_{н(г)}^{ак}$ – плотность аккумуляции нефти (газа) в расчете на 1 км².

Суммарные потенциальные ресурсы нефти (газа) оцениваемого геологического объекта определяются как $\sum Q_{n(r)}^{\text{пот}}$ по всем подсчетным участкам.

На первом этапе обычно производится оценка потенциальных ресурсов нефти и (или) газа в целом для изучаемого геологического объекта, а на втором, при наличии необходимой информации, оценка локализованных потенциальных ресурсов углеводородов в отдельных ловушках.

На первом этапе по имеющимся материалам для изучаемого геологического объекта производится построение карт мощностей материнских отложений, распределения $C_{\text{орг}}$ в материнских породах, карт мощностей коллекторов, карт степени катагенеза органического вещества материнских пород. Затем с использованием этой информации производятся расчеты плотностей эмиграции нефти и (или) газа по площади изучаемого объекта и построение карт плотностей эмиграции нефти и (или) газа для оцениваемого объекта по методике, предложенной А.Э. Конторовичем. Для этого площадь изучаемого объекта покрывается ортогональной сетью и расчленяется на серию равных по площади прямоугольных участков, для которых по формулам 1.24 и 1.25 производятся расчеты плотностей эмиграции нефти (обычно в млн.т/км²) и (или) УВ газа (обычно в млрд. м³/км²).

На основе этих расчетов строятся карты плотностей эмиграции нефти или УВ газа.

Площадь изучаемого геологического объекта на картах изолиний плотности эмиграции нефти (или газа) сразу же дифференцируется, выделяются зоны с низкой (или даже нулевой плотностью эмиграции нефти (или газа), зоны с повышенной и максимальной плотностью эмиграции углеводородов.

Примеры построения таких карт по югу Западной Сибири приведены на рис. 4.1 – 4.4.

Площадь изучаемого объекта по плотности эмиграции нефти хорошо дифференцируется (рис. 4.1). Максимальных значений плотность эмиграции нефти достигает в крайней северо-восточной зоне (0,6 - 0,7 млн. т/км²), а затем довольно быстро снижается в южном и юго-западном направлениях до 0,10 - 0,05 млн. т/км² и достигает нулевого значения на крайнем юге. Происходит это в результате снижения мощности материнских пород, концентрации в них $C_{орг.}$ и степени катагенеза органического вещества материнских пород.

Построенная для этой территории карта плотностей аккумуляции нефти (рис. 4.2) содержит еще более важную информацию. На севере выделяется зона аккумуляции нефти.

Плотность ее аккумуляции достигает максимальных значений на крайнем северо-восточном участке – до 0,25 - 0,3 млн. т/км².

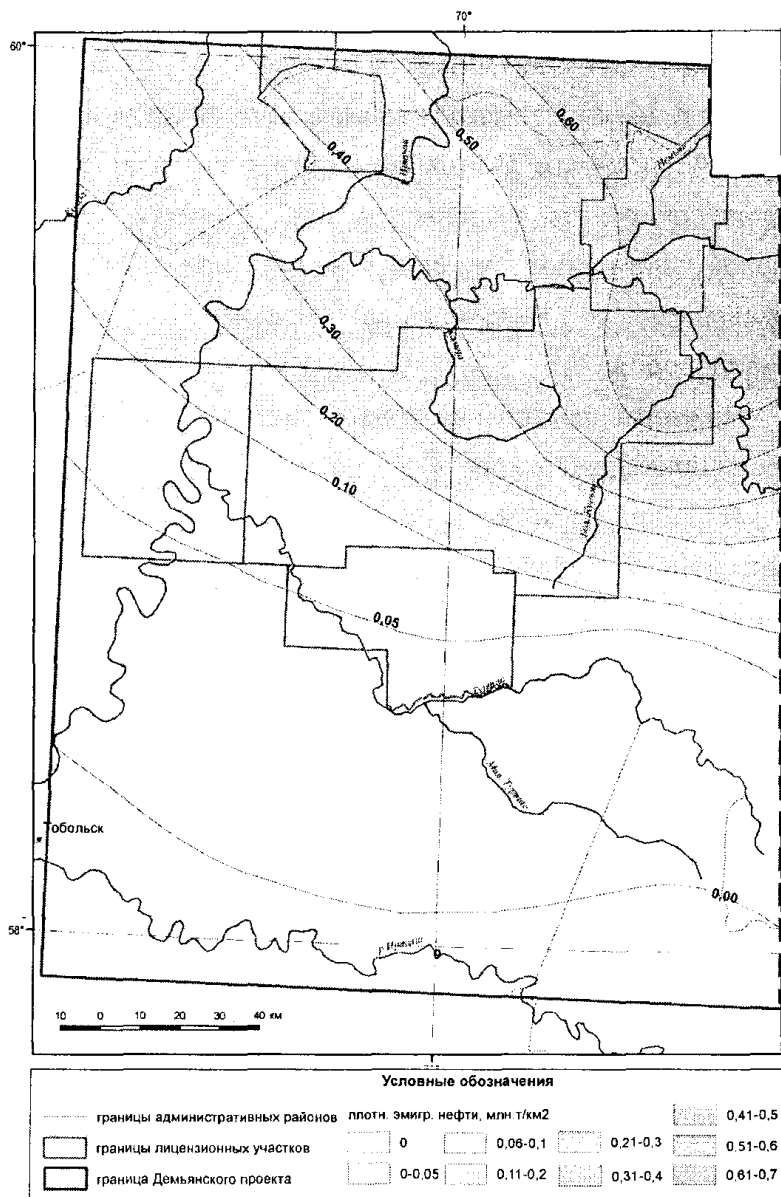


Рис. 4.1. Плотность эмиграции нефти из глинистых материнских пород средней юры

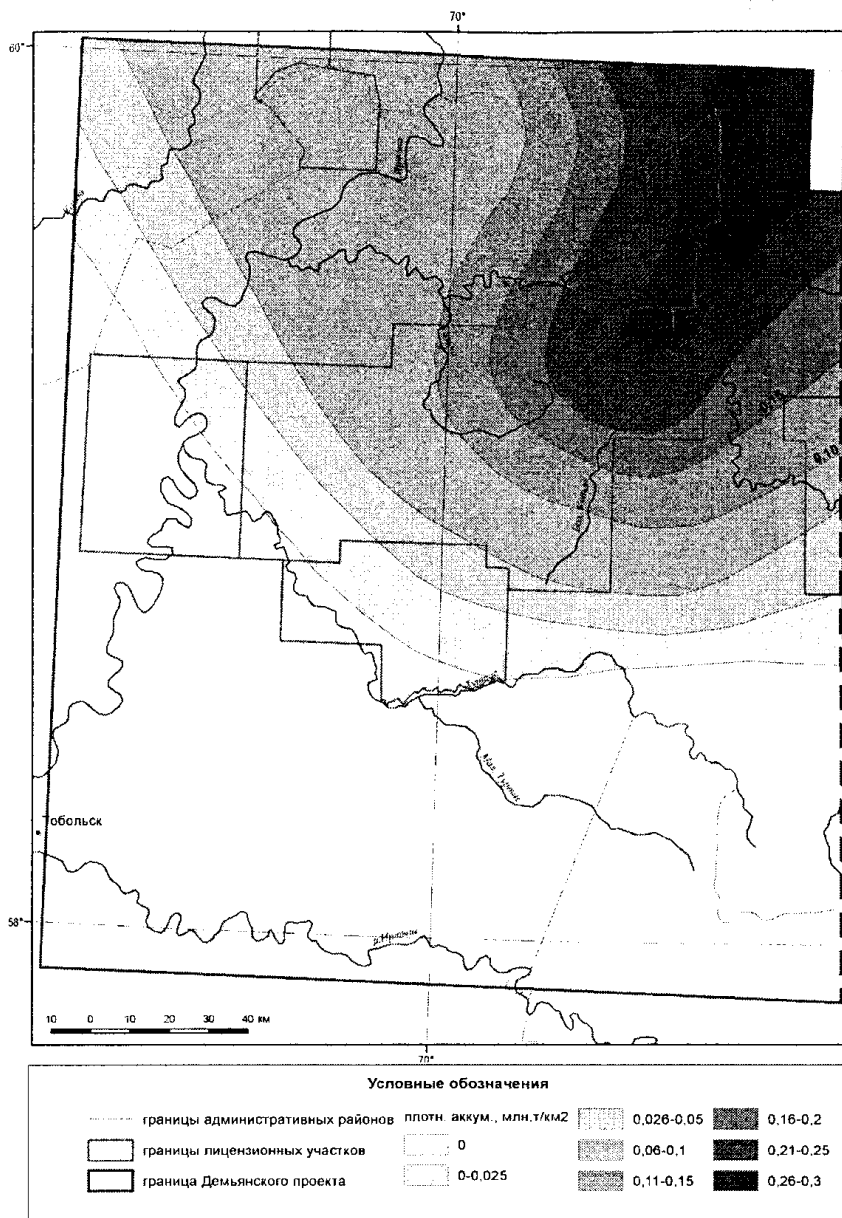


Рис. 4.2. Плотность аккумуляции нефти в среднеюрских отложениях

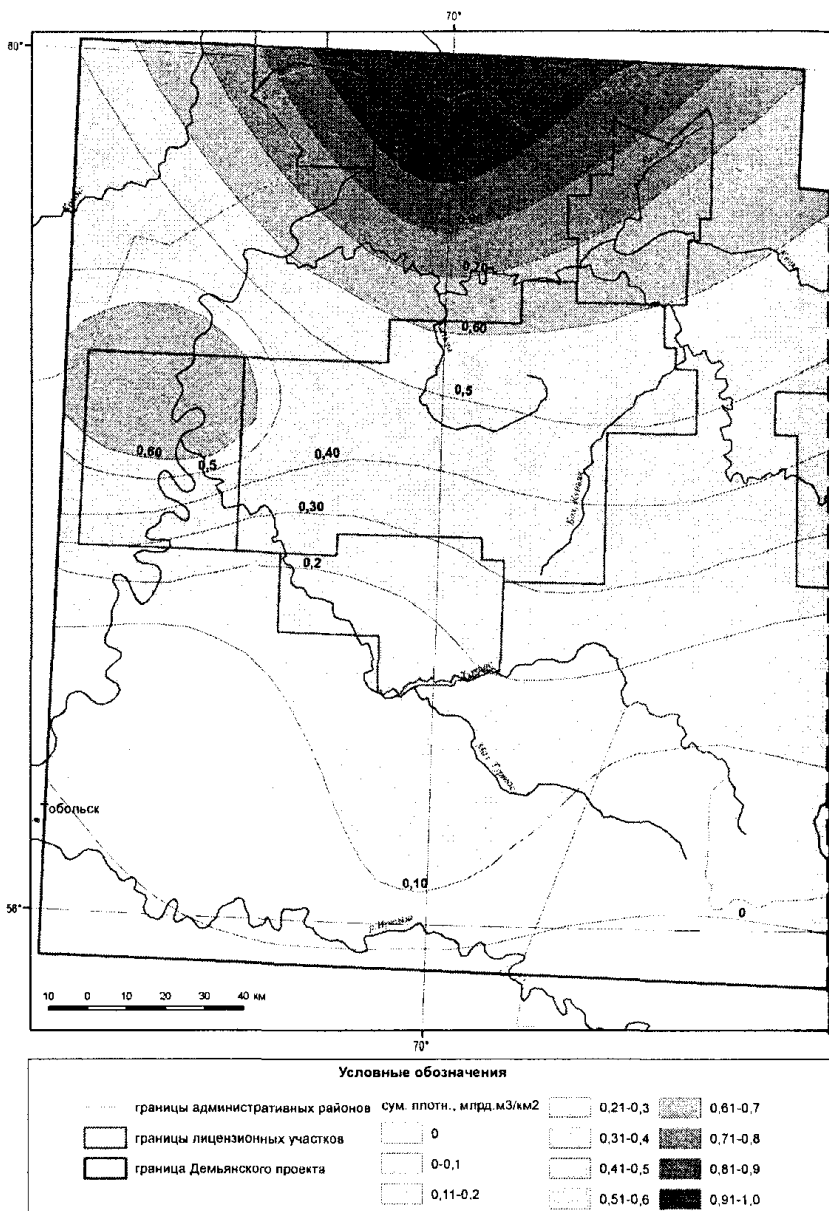


Рис. 4.3. Суммарная плотность генерации УВ газа ОБ глинистых материнских пород и углей средней юры

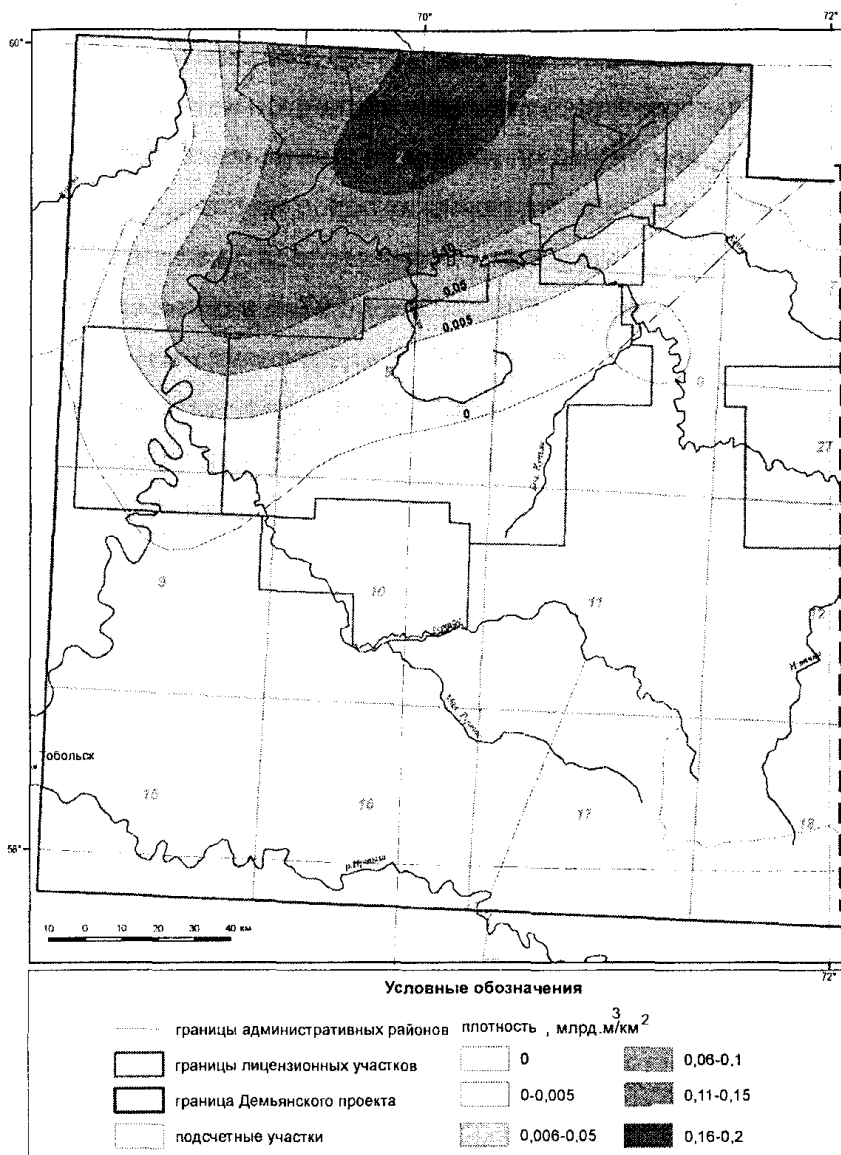


Рис. 4.4. Плотность аккумуляции газа в среднеюрских отложениях при вертикальной миграции не более чем на 10-80 м выше их кровли (уч. 9, 11, 12, 15-18) и не более чем на 200-600 м выше их кровли (уч. 1-5, 10)

В южном и юго-западном направлениях она довольно быстро уменьшается до 0,05 - 0,025 млн. т/км². На южной половине территории аккумуляции нефти не происходило, вся нефть, при низкой плотности ее эмиграции, рассеивалась на путях миграции от материнских пород до ловушек.

Значительные миграционные потери нефти были и в зоне аккумуляции – от 60 – 75 % и до 97 % в окраинной части зоны аккумуляции. Более 60 % потенциальных ресурсов нефти оказались приуроченными к северо-восточной части зоны аккумуляции, площадь которой составляет не более 30 % от общей площади оцениваемого геологического объекта.

Таким образом, карты плотностей аккумуляции нефти позволяют выделять на них зоны аккумуляции нефти, а в их пределах наиболее перспективные участки с максимальной плотностью ресурсов нефти, и давать количественную оценку потенциальных ресурсов нефти, как в целом для зоны аккумуляции, так и для отдельных ее участков.

Не меньшее значение имеет также и выделение бесперспективных зон, в которых аккумуляции нефти в ловушках не происходило и не может быть выявлено нефтяных месторождений.

Количественная оценка потенциальных ресурсов нефти в целом для площади изучаемого геологического объекта и в отдельных его зонах является хорошей основой для планирования поисково-разведочных работ.

Одновременно с генерацией нефти в рассматриваемом геологическом объекте происходило и образование УВ газа как органическим веществом глинистых материнских пород, так и углей, суммарная мощность которых достигала на отдельных участках 15 - 20 м. Но главная фаза газообразования здесь не реализовалась, поскольку даже максимальная степень катагенеза ОВ на отдельных участках не была выше начала градации МК₃.

Рис. 4.3 характеризует плотность генерации УВ газа по площади оцениваемого объекта. Максимальной величины плотность генерации УВ газа (0,8 - 0,9 млрд. м³/км²) достигала в самой северной зоне и довольно быстро снижалась в южном направлении, до 0,3 - 0,2 млрд. м³/км² в средней части площади и до 0,2 - 0,1 млрд. м³/км² в южной, достигая нулевого значения на крайнем юге.

Что касается аккумуляции УВ газа (рис. 4.4), то из-за значительных миграционных потерь газа плотность ее не превышала 0,15 млрд. м³/км² даже на небольшом участке на крайнем севере площади, а затем быстро снижалась в южном направлении до 0,05 - 0,005 млрд. м³/км². К югу, на преобладающей части изучаемой площади, аккумуляции УВ газа не происходило, он весь рассеивался на путях миграции и растворялся в пластовых водах коллекторов. Да и в зоне аккумуляции его миграционные потери были весьма значительными – от 84 до 98 %.

Как видим, карта плотностей аккумуляции УВ газа свидетельствует о низких перспективах газоносности этого геологического объекта. На преобладающей части его площади поиски газа вообще не имеют смысла, поскольку аккумуляции его не происходило, а в крайней северной зоне, где могут быть обнаружены отдельные нефтегазовые или газовые скопления, его потенциальные ресурсы весьма незначительны.

Рассмотренные примеры показывают, что анализ карт плотностей аккумуляции нефти и газа дает важную информацию, необходимую для оценки перспектив и количественной оценки потенциальных ресурсов нефти и газа.

Пока, к сожалению, для оценки перспектив региональных объектов и подсчета потенциальных ресурсов углеводородов карты плотностей аккумуляции нефти и газа никто не использует, хотя методика их построения предложена авторами уже несколько лет назад.

Сформировавшиеся месторождения УВ сохраняются в осадочных бассейнах эпигерцинских платформ в течение десятков миллионов лет без существенных потерь нефти или газа, если, конечно, тектонические движения не расформировали ловушку, или не вывели ее близко к поверхности. В этих случаях в величину потенциальных ресурсов углеводородов, определяемых на время формирования залежей, необходимо вводить поправку,

особенно, если с момента формирования месторождений прошло длительное геологическое время порядка сотен миллионов лет, как, например, на древних платформах. Однако формализованного метода введения поправок на разрушение месторождений пока не предложено, можно пользоваться только экспертными оценками.

Мы рассмотрели простейший случай, когда на территории изучаемого геологического объекта в ходе геологической истории в материнских породах проявилась только главная фаза нефтеобразования.

Более сложной представляется оценка потенциальных ресурсов нефти и газа региональных объектов в тех случаях, когда в результате длительного и глубокого погружения осадков в материнских породах сначала проявляется главная фаза нефтеобразования, а позже – в том же объеме осадков – проявляется главная фаза газообразования. Более поздняя масштабная генерация, миграция и аккумуляция УВ газа в ловушках, первоначально заполненных нефтью после завершения главной фазы нефтеобразования, приводит к существенному разрушению первичных месторождений нефти и превращению их в газоконденсатно-нефтяные, газоконденсатные и газовые, что сопровождается выносом значительной части УВ газа и нефти вверх по разрезу и существенными потерями нефти из первичных нефтяных залежей. В таких случаях необходимо сначала построить карты плотностей эмиграции и аккумуляции нефти и оценить

первоначальные ресурсы нефти на геологическое время завершения главной фазы нефтеобразования.

Затем производится построение карт плотностей генерации и аккумуляции УВ газа на геологическое время проявления главной фазы газообразования с оценкой потенциальных ресурсов УВ газа, образовавшегося на данном этапе.

Происходящее переформирование первичных нефтяных месторождений при проявлении главной фазы газообразования сопровождается, судя по изученным месторождениям в северной зоне Западной Сибири, значительными потерями первичных ресурсов нефти (до 60 – 80 %), сформировавшихся ко времени завершения главной фазы нефтеобразования. Поправку на потерю первичных ресурсов нефти, величина которой определяется по отдельным разведанным месторождениям, следует вводить для всей площади региональной зоны аккумуляции при оценке потенциальных ресурсов нефти на геологическое время завершения переформирования месторождений в результате проявления главной фазы газообразования. Что касается последнего по времени генерации УВ газа, то его потенциальные ресурсы следует оценивать по картам плотностей аккумуляции, построенным на время завершения главной фазы газообразования без каких-либо дополнительных поправок. Как показал опыт изучения месторождений на севере Западной Сибири, оцениваемые

потенциальные ресурсы УВ газа по картам плотностей аккумуляции весьма близки к разведанным промышленным запасам УВ газа.

На древних платформах, где после проявления главной фазы газообразования и завершения формирования газовых скоплений прошло весьма продолжительное время (до нескольких сотен миллионов лет), в величину первичных потенциальных ресурсов УВ газа необходимо вносить экспертные поправки на потери УВ газа из месторождений.

При всей важности определения потенциальных ресурсов нефти и газа региональных геологических объектов еще более актуальной представляется в настоящее время оценка потенциальных ресурсов нефти и газа в отдельных локальных ловушках лицензионных участков. Для этого требуются, естественно, более детальные данные – структурные или палеоструктурные карты (на время генерации нефти и газа) масштаба 1:50000 – 1:100000, или в крайнем случае 1:200000 по кровле материнских отложений и кровле нефтегазоносного комплекса, характеризующие строение не только ловушки, но и окружающей ее нефтегазосборной площади; более детальная характеристика разреза материнских пород и нефтегазоносного комплекса.

Наиболее важным является правильное определение границ и размера нефтегазосборной площади, в пределах которой восходящая миграция углеводородов вверх по

восстанию пластов могла происходить только в направлении оцениваемой приподнятой ловушки.

Для этого на структурную карту наносится сеть профилей восходящей латеральной миграции – от наиболее погруженных участков ортогонально вверх по восстанию пластов по направлению к приподнятой в рельефе ловушке. Схождение этих профилей к ловушке определяет положение локальной зоны аккумуляции. По точкам перегиба пластов в наиболее погруженных и удаленных от ловушки участках, от которых восходящая латеральная миграция углеводородов должна была происходить уже не в направлении к оцениваемой ловушке, а в других направлениях, определяется граница нефте(газо)сборной площади.

Необходимые для расчета плотностей эмиграции углеводородов, их миграционных потерь и плотностей аккумуляции нефти и (или) газа данные в районе оцениваемой локальной структуры определяются или по имеющимся фактическим данным, или снимаются с имеющихся региональных геохимических карт (данные по мощности материнских пород, содержанию в них $C_{орг.}$, степени катагенеза ОВ и т.п.). Расстояния возможной вертикальной миграции оцениваются по соотношению в разрезе нефтегазосборной площади материнских пород, возможных продуктивных пластов и непроницаемой покрышки.

На момент завершения процессов миграции и аккумуляции нефти (или газа) потенциальные ресурсы углеводородов в ловушке определяются как

$$Q_{n(r)}^л = (S_{n(r)сб.} - S_л) \cdot q_{n(r)}^{ак} + S_л \cdot q_{n(r)}^{кр} \quad (4.4)$$

где

$Q_{n(r)}^л$ – потенциальные ресурсы нефти (газа) в ловушке;

$S_{n(r)сб.}$ – площадь нефте(газо)сборной зоны;

$S_л$ – площадь ловушки;

$q_{n(r)}^{ак}$ – плотность аккумуляции нефти (газа) в пределах нефте(газо)сборной площади;

$q_{n(r)}^{кр}$ – плотность нефти (газа) в прикровельной зоне коллекторов.

Имеется возможность провести моделирование состояния миграционных процессов и аккумуляции углеводородов в ловушке в ходе геологического времени, как это показано в главе 3, с определением потенциальных ресурсов углеводородов на каждый последовательный этап времени формирования месторождения.

Ресурсы нефти (газа) в ловушке, аккумулярованных на любой расчетный период времени формирования месторождения определяются как

$$Q_{n(r)}^л = S_л \cdot q_{n(r)}^{ак.ср} \quad (4.5)$$

где

$Q_{n(r)}^л$ – ресурсы нефти (газа) в ловушке на данный этап времени формирования месторождения;

S_n – площадь замкнутой ловушки;

$q_{n(r)}^{ак.ср}$ - средняя плотность аккумулированных

углеводородов в ловушке на данный этап времени.

В тех случаях, когда в районе расположения оцениваемой ловушки вследствие глубокого погружения осадков после главной фазы нефтеобразования проявилась и главная фаза газообразования, необходимо произвести, как и для региональных объектов, сначала оценку первоначальных потенциальных ресурсов нефти в ловушке на момент завершения ГФН, затем оценку потенциальных ресурсов УВ газа на момент завершения ГФГ и ввести поправку в ресурсы нефти, учитывая существенное разрушение первичных нефтяных залежей внедрившимся позже УВ газом.

Опыт проведенных исследований в эпигерцинском осадочном бассейне Западной Сибири показал, что определяемые ресурсы нефти на момент завершения формирования нефтяных месторождений (палеоген, неоген) обычно на 5 – 13 % превышают их промышленные запасы, оцененные в настоящее время при проведении геологоразведочных работ. Это вполне объяснимо небольшими потерями нефти из месторождений за время их существования в течение 10 - 20 млн. лет.

В северной зоне Западной Сибири, где после активного нефтеобразования проявилась главная фаза газообразования, в первичные ресурсы нефти, существенно

разрушенные позже внедрившимся газом, необходимо вводить существенную поправку. Коэффициент их сохранности не выше 0,2 - 0,3. Что же касается ресурсов последнего по времени образования УВ газа, то в этой зоне его ресурсы, оцененные методом моделирования на неогеновое время, всего на 4 – 6 % превышают разведанные промышленные запасы. Это небольшое превышение модельных ресурсов вполне объяснимо небольшими потерями газа в течение 10 - 15 млн. лет.

Что касается нефтегазоносных бассейнов древних платформ, на которых процессы нефтегазообразования и формирования месторождений завершились 200 - 400 млн. лет назад, то здесь весьма существенным является введение поправок в первичные ресурсы УВ на разрушение месторождений в течение весьма длительного времени их существования. По имеющимся к настоящему времени данным коэффициенты сохранности первичных ресурсов нефти и газа здесь не превышают, по-видимому, 0,1 - 0,15. Поэтому дальнейшая разработка методов оценки потерь углеводородов из первично сформировавшихся залежей на древних платформах за весьма длительное время их существования представляется весьма актуальной.

Глава 5. ОПЫТ ПРИМЕНЕНИЯ МЕТОДОВ МОДЕЛИРОВАНИЯ ПРОЦЕССОВ ГЕНЕРАЦИИ, МИГРАЦИИ И АККУМУЛЯЦИИ НЕФТИ И ГАЗА ДЛЯ ОЦЕНКИ РЕСУРСОВ УГЛЕВОДОРОДОВ В МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ОСАДОЧНЫХ БАССЕЙНОВ МОЛОДЫХ И ДРЕВНИХ ПЛАТФОРМ

Разработанные и охарактеризованные в предыдущих главах методы оценки ресурсов углеводородов на основе изучения и моделирования процессов генерации, миграции и аккумуляции нефти и газа были использованы при изучении целого ряда геологических объектов разного типа в условиях Западно-Сибирского, Тимано-Печорского и Восточно-Сибирского нефтегазоносных бассейнов.

5.1. Моделирование формирования нефтяных и нефтегазовых месторождений с оценкой ресурсов углеводородов в условиях Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна

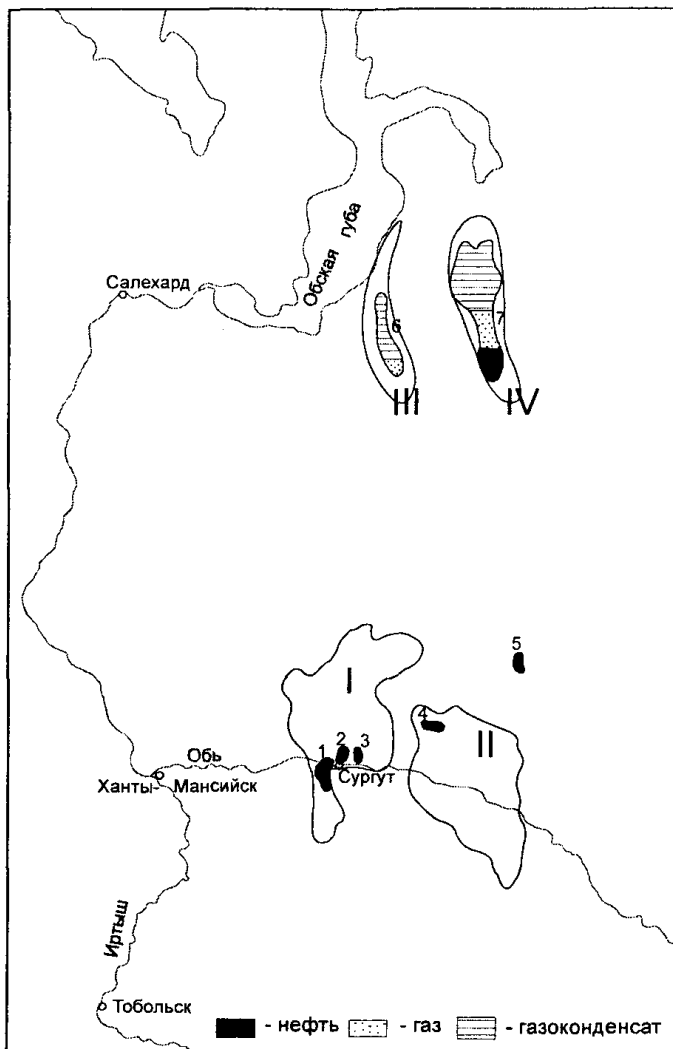
В Западно-Сибирском бассейне моделирование формирования месторождений с оценкой ресурсов нефти и газа было проведено в двух зонах, принципиально отличающихся по условиям нефтегазообразования.

Первой зоной для моделирования явилась область Широтного Приобья, характеризующаяся распространением многочисленных крупных преимущественно нефтяных месторождений, источником которых являлась позднеюрская нефтематеринская баженовская свита с сапропелевым ОБ, в

которой при достижении градаций катагенеза $МК_1$ - $МК_2$ реализовалась главная фаза нефтеобразования. В подстилающих ее отложениях тюменской свиты с преимущественно гумусовым ОВ ГФН проявилась слабо, и роль ее в формировании месторождений нефти была незначительной.

Детальное количественное моделирование процессов генерации, миграции и аккумуляции нефти и газа было осуществлено в зоне Широтного Приобья в пределах Сургутского свода (Усть-Балыкская, Западно-Сургутская и Восточно-Сургутская структуры), Нижневартовского свода (Покачевская структура) и Северо-Варьеганская структура (на погружении свода, рис. 5.1).

Второй зоной для проведения моделирования формирования месторождений явилась северная часть Западно-Сибирского бассейна, в которой преобладают крупные и гигантские газовые и газоконденсатно-нефтяные месторождения. В этой зоне источником углеводородов была не только баженовская, но и тюменская свита, характеризующаяся большей мощностью (до 3 км) и смешанным сапропелево-гумусовым ОВ. На глубинах до 5 - 6 км в этих отложениях степень катагенеза ОВ пород достигла градаций $АК_1$ - $АК_2$, вследствие чего здесь в отложениях тюменской и баженовской свит проявилась не только главная фаза нефтеобразования, но затем и главная фаза газообразования, что и обусловило преимущественную газоносность недр.



I - Сургутский свод, II – Нижневартровский свод, III – Медвежий вал, IV – Уренгойский вал; Месторождения: 1. Усть-Балыкское, 2. Западно-Сургутское, 3. Восточно-Сургутское, 4. Покачевское, 5. Северо-Варьеганское, 6. Медвежье, 7. Уренгойское

Рис. 5.1. Схема геологических объектов Западной Сибири, на которых производилось количественное моделирование формирования месторождений с оценкой ресурсов УВ

В этой северной зоне Западно-Сибирского бассейна детальное количественное моделирование формирования месторождений с оценкой ресурсов углеводородов проведено на примере гигантских газоконденсатного Медвежьего и газоконденсатно-нефтяного Уренгойского месторождений (рис. 5.1), расположенных в пределах Медвежьего и Уренгойского валов.

5.1.1. Зона Широтного Приобья

Историю погружения отложений и развития процессов нефтеобразования в зоне Широтного Приобья иллюстрирует рис. 3.1 (глава 3).

Основная нефтематеринская баженовская свита вошла в главную зону нефтеобразования около 110 млн. лет назад, причем интенсивное нефтеобразование закончилось в ней только около 10 млн. лет назад. Имеющая более низкий нефтяной потенциал тюменская свита вошла в зону нефтеобразования несколько раньше, причем оно продолжалось в ней также до конца погружения и закончилось 10 млн. лет назад.

Плотность генерации и эмиграции нефти из материнских пород баженовской свиты возрастала во времени экспоненциально – от 0, 0014 млн. т/км² (100 млн. лет назад) до 4,58 млн. т/км² (20 млн. лет назад). Расчеты для определения плотности генерации и эмиграции нефти

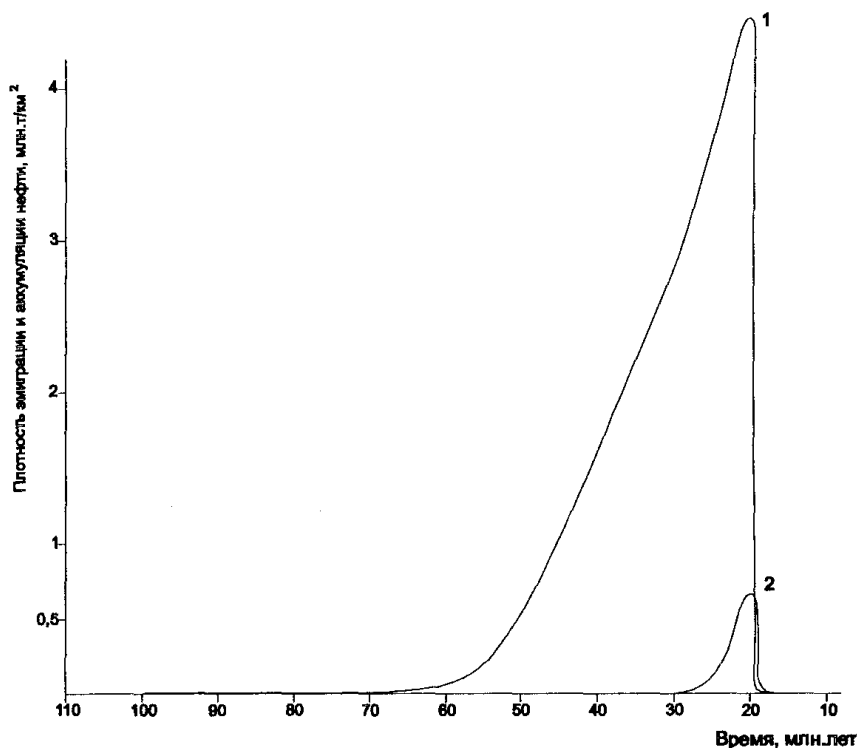
были выполнены для этого интервала времени через каждые 10 млн. лет.

Одновременно с генерацией и эмиграцией нефти из материнских пород баженовской свиты начались и происходили процессы вертикальной миграции нефти в залегающие выше по разрезу отложения неокома по вертикальным трещинно-поровым каналам. Весьма длительное время (100 - 30 млн. лет) вся нефть при вертикальной восходящей миграции полностью рассеивалась, формируя в каналах миграции остаточную нефтенасыщенность, и аккумуляции нефти в ловушках не происходило.

Образование первичных скоплений нефти в прикровельной зоне коллекторов, латеральная восходящая миграция нефти по коллекторам и аккумуляция ее в ловушках имели место только в период 30 - 20 млн. лет назад — в конце палеогена — в неогене. Максимум аккумуляции нефти в ловушках проявился только в неогеновое время, около 20 млн. лет назад (рис. 5.2).

На нефтесборной площади Восточно-Сургутского месторождения нефти (640 км²) средняя плотность эмиграции нефти из баженовской свиты в неоком, вверх по разрезу, оценена в 3,71 млн. т/км². Однако потери нефти при миграции вверх по разрезу были весьма значительными, равными 3,28 млн. т/км². Плотность нефти в прикровельной

зоне коллекторов в соответствии с этим составила 0,43 млн. т/км² (3,71 – 3,28 млн. т/км²).



1 – эмиграция нефти; 2 – аккумуляция нефти

Рис. 5.2. Эмиграция нефти из баженовской свиты и аккумуляция ее в меловых резервуарах Сургутского района Западной Сибири

При суммарной нефтенасыщенности в прикровельной зоне неокомских коллекторов равной 3,27 м потери нефти при латеральной миграции оценены в 0,21 млн. т/км². Соответственно плотность нефти, оставшейся в свободном состоянии и могущей аккумулироваться в ловушке в

неокомских коллекторах, определилась равной 0,22 млн. т/км². На основании этих данных возможные ресурсы нефти в меловых отложениях Восточно-Сургутской структуры определяются как

$$Q_n^{ak} = S_{н.сб} \cdot q_n^{ak} = 640 \text{ км} \cdot 0,22 \text{ млн.т / км}^2 = 140,4 \text{ млн.т.}$$

Таким образом, ресурсы нефти в меловых отложениях Восточно-Сургутского месторождения на основе моделирования процессов генерации, миграции и аккумуляции оценены в 140,4 млн. т, что всего на 13 % превышает величину балансовых запасов нефти, подсчитанных на основе проведения поисково-разведочного бурения. Такой результат можно считать вполне удовлетворительным, тем более, что аккумулированные запасы нефти оценены на время формирования месторождения (20 млн. лет назад), а балансовые запасы – на современный момент, через 20 млн. лет после формирования месторождения. Вполне возможно, что эта небольшая разница определяется потерями нефти за время его существования.

Проведено также моделирование формирования залежей нефти в тюменских отложениях Восточно-Сургутского месторождения, источником которой могла быть как баженовская свита, так и сама тюменская свита.

Эмиграция нефти из баженовской свиты происходила не только вверх по разрезу (2/3), но и вниз по разрезу (1/3). Из наиболее глубокой зоны нефтесборной площади, где

баженовская свита погружена глубже пластов Ю₁-Ю₂ тюменской свиты на своде структуры, нефть могла поступать при восходящей латеральной миграции в эти резервуары. Плотность эмиграции нефти из баженовской свиты, гипсометрически - вверх, а стратиграфически – вниз, определена в 1,81 млн. т/км². Потери нефти при миграции по трещинам до пластов Ю₁-Ю₂ оценены в 0,98 млн. т/км², то есть плотность нефти в коллекторах составляла 0,83 млн т./км². Потери нефти при латеральной миграции по пластам Ю₁-Ю₂ до ловушки оценены в 0,41 млн. т/км². Плотность нефти, оставшейся в свободном состоянии и аккумулировавшейся в ловушке в пластах Ю₁-Ю₂, составляет соответственно $0,83 - 0,41 = 0,42$ млн. т/км².

Ресурсы нефти в пластах Ю₁-Ю₂ тюменской свиты за счет поступления из баженовской свиты оцениваются равными $Q_n^{ак} = S_{н.сб} \cdot q_n^{ак} = 220 \cdot 0,42 = 92,4$ млн.т.

Другой возможный источник поступления нефти в пласты Ю₁-Ю₂ – материнские породы самой тюменской свиты.

Плотность эмиграции нефти из тюменских нефтематеринских пород с низким нефтяным потенциалом оценена всего в 0,83 млн. т/км², а потери при вертикальной миграции до пластов Ю₁-Ю₂ – в 0,768 млн. т/км². Соответственно плотность нефти в прикровельной зоне коллекторов Ю₁-Ю₂ не могла превышать 0,06 млн. т/км² ($0,83 - 0,768$ млн. т/км²). Потери нефти при латеральной

восходящей миграции оценены в 0,034 млн. т/км², а плотность аккумуляции нефти – в 0,03 млн. т/км². Соответственно ресурсы нефти в пластах Ю₁-Ю₂ за счет нефти, поступавшей из материнских пород тюменской свиты, определились как $Q_n^{ак} = 640 \cdot 0,03 = 19,2$ млн.т.

Таким образом, суммарные запасы нефти в пластах Ю₁-Ю₂ за счет поступления из материнских пород баженовской и тюменской свит определяются равными $92,4 + 19,2 = 111,6$ млн. т.

Эта оценка ресурсов нефти в пластах Ю₁-Ю₂ Восточно-Сургутского месторождения несколько ниже балансовых запасов, принятых в 1995 г., но в 2,8 раза больше – утвержденных ГКЗ, признавшей значительную долю запасов некондиционными. Что касается неизвлекаемых забалансовых запасов нефти в пласте Ю₂, оцененных в 737 млн. т, то результатами моделирования они не подтверждаются. Широкое развитие нефтепроявлений в пласте Ю₂ – неоспоримый факт, но возможная масса нефти оценена нефтяниками явно нереально. Впрочем, все равно эта нефть, если она в каком-то количестве и имеется, практически неизвлекаема и не может считаться реальной ресурсной базой.

Нефтесборная площадь недалеко расположенного в этой же зоне Западно-Сургутского месторождения определена в 632 км², плотность эмиграции нефти из баженовской свиты в неоком – в 4,43 млн. т/км². Потери при

восходящей вертикальной миграции по трещинно-поровым каналам из материнских пород баженовской свиты до резервуаров составляют 3,28 млн. т/км². Плотность нефти в прикровельной зоне неокомских коллекторов составляла соответственно 1,15 млн. т/км² (4,43 – 3,28). Потери нефти при латеральной миграции по резервуарам оценены в 0,57 млн. т/км², из чего следует, что плотность нефти, остававшейся в свободном состоянии и аккумулировавшейся в ловушках составляла 0,58 млн. т/км². На основании этих данных ресурсы нефти в неокоме Западно-Сургутского месторождения могут быть определены на основе моделирования равными

$Q_n^{ак} = S_{н.сб} \cdot q_n^{ак} = 632 \cdot 0,58 = 366,5 \text{ млн.т}$, что совсем незначительно превышает промышленные запасы месторождения, подсчитанные в результате проведенных разведочных работ. Небольшое превышение может быть объяснено потерями нефти за время существования месторождения (10 - 20 млн. лет).

Имеется на Западно-Сургутском месторождении нефть и в пласте Ю₂ тюменской свиты, основным источником которой, по нашему мнению, была та же самая баженовская свита, погруженная на части нефтесборной площади глубже пласта Ю₂ на своде структуры.

Плотность эмиграции нефти из баженовской свиты вниз по разрезу оценена нами в 1,9 млн. т/км². Потери нефти при миграции по трещинно-поровой системе до пласта Ю₂

составляют 1,64 млн. т/км². Соответственно плотность нефти в прикровельной зоне пласта Ю₂ составляла 0,26 млн. т/км² (1,9 – 1,64). Плотность потерь нефти при латеральной миграции по пласту Ю₂ оценена в 0,13 млн. т/км². Соответственно плотность аккумуляции нефти равна 0,13 млн. т/км².

На этой основе ресурсы нефти пласта Ю₂ тюменской свиты определены как $Q_n^{ак} = S_{н.сб} \cdot q_n^{ак} = 268 \cdot 0,13 = 34,8$ млн.т, что чуть меньше запасов, оцененных по результатам разведочных работ.

Усть-Балыкское нефтяное месторождение расположено в южной части Сургутского свода. Основной нефтематеринской была баженовская свита. Предположительно для пласта Ю₂ источником нефти были глинистые материнские породы тюменской свиты. Продуктивными нефтеносными в меловых отложениях являются пласты БС₁₉-БС₁ и АС₇.

Плотность эмиграции нефти из баженовской свиты составляла 1,5 млн. т/км², причем 2/3 нефти, то есть 1 млн. т/км² эмигрировали вверх по разрезу. Потеря нефти при восходящей вертикальной миграции по трещинно-поровым каналам оценена в 48 %. Соответственно суммарная плотность нефти в прикровельной зоне меловых резервуаров составляла 0,52 млн. т/км² при мощности нефтенасыщенной зоны 3,8 м.

Потери нефти при латеральной восходящей миграции по коллекторам к своду ловушки оценены в 0,182 млн. т/км². Соответственно плотность нефти, оставшейся в свободном состоянии и могущей аккумулироваться в ловушке, была равна 0,338 млн. т/км². Исходя из этих данных ресурсы нефти в меловых отложениях могут быть оценены как $Q_H^{ak} = 1076 \cdot 0,338 = 363,6$ млн.т, что лишь на 15,8 % превышает промышленные запасы нефти, подсчитанные в результате проведения разведочных работ. Залежи нефти сформировались в неогене, около 20 млн. лет назад и небольшое превышение ресурсов нефти, оцененных на основе моделирования, над современными запасами вполне можно объяснить потерей нефти при разрушении месторождения за 20 млн. лет.

В пласт Ю₂ тюменской свиты нефть могла поступать как из материнских пород тюменской свиты, так и из баженовской свиты, которая на большей части нефтесборной площади залегает глубже, чем пласт Ю₂ на своде структуры.

Плотность эмиграции нефти из материнских пород тюменской свиты, характеризующихся невысоким нефтематеринским потенциалом, оценена нами в 0,82 млн. т/км². Однако ее потери при всплывании к кровле коллекторов из-за их большой мощности (170 м) должны были достигать 0,823 млн. т/км², то есть вся тюменская нефть рассеивалась при миграции и ее аккумуляция в ловушке не могла происходить. Следовательно реальным

источником нефти в пласте Ю₂ могла быть только баженовская свита.

Плотность эмиграции нефти из баженовской свиты вниз по разрезу составляла 0,5 млн. т/км². Потери нефти при миграции по трещинно-поровым каналам до пласта Ю₂ составили 76,8 %, вследствие чего плотность нефти в прикровельной части пласта Ю₂ не превышала 0,116 млн. т/км². Потери нефти при восходящей латеральной миграции к своду ловушки по пласту Ю₂ оценены в 0,0432 млн. т/км², а плотность свободной, мигрировавшей и аккумулировавшейся нефти, была равна 0,0728 млн. т/км².

В соответствии с этим ресурсы нефти в пласте Ю₂ оценены на основе моделирования в 75,1 млн. т. По последним данным промышленные ресурсы нефти пласта Ю₂ оцениваются всего в 29,5 млн. т, причем В.Б. Чистяковым отмечено, что покрышка пласта Ю₂ сильно нарушена трещиноватостью, а благоприятные условия для сохранности залежи существуют только на 15 % площади ловушки. Это, вероятно, и явилось причиной существенного разрушения первично сформировавшейся залежи нефти с потерей 60 % первоначальных ресурсов нефти.

В пределах Нижневартовского свода Широного Приобья моделирование процессов генерации, миграции и аккумуляции нефти проведено для Покачевского и Северо-Варьеганского месторождений.

Плотность эмиграции нефти из баженовской свиты на нефтесборной площади Покачевского месторождения определена в 0,5 млн. т/км². Потери нефти при вертикальной миграции из баженовской свиты до продуктивных резервуаров оценены в 50 %. Следовательно плотность нефти, достигшей прикровельной зоны продуктивных резервуаров составляла 0,25 млн. т/км². Потери нефти при латеральной восходящей миграции нефти по коллекторам до ловушки оценены в 0,11 млн. т/км². Плотность подвижных, мигрировавших и аккумулировавшихся в ловушке нефтяных УВ, оценена в 0,14 млн. т/км², а ресурсы нефти в ловушке равными 252,18 млн. т, что всего на 1,78 % меньше, чем подсчитанные после разведки запасы нефти.

На нефтесборной площади Северо-Варьеганского месторождения плотность эмиграции нефти из баженовской свиты составляла 0,5 млн. т/км². Потеря нефти при вертикальной миграции по трещинно-поровым каналам от материнских пород баженовской свиты до прикровельной части резервуаров оценена в 50 %, следовательно плотность нефти в прикровельной зоне коллекторов составляла 0,25 млн. т/км². При общей нефтенасыщенной мощности коллекторов в 2,38 м плотность потерь нефти при восходящей латеральной миграции нефти по резервуарам оценена в 0,14 млн. т/км², а плотность мигрирующих и аккумулирующихся нефтяных УВ – в 0,11 млн. т/км².

Ресурсы нефти Покачевского месторождения на основе моделирования генерации, миграции и аккумуляции нефтяных УВ оценены в 329 млн. т, что на 23 % больше промышленных запасов, подсчитанных после проведения разведочных работ. Вполне возможно, что превышение модельных ресурсов над фактическими обусловлено потерями нефти за время существования месторождения в течение 20 - 30 млн. лет.

Помимо количественного моделирования генерации, миграции и аккумуляции нефти с оценкой ее ресурсов по рассмотренным пяти месторождениям Среднего Приобья для каждого из них проведено детальное моделирование процессов латеральной миграции и аккумуляции нефти в ходе геологического времени – от начального момента, когда в коллекторах образовались первичные скопления нефти, до конечного, когда процессы миграции полностью завершились и закончилось формирование месторождения.

Как уже указывалось ранее, процессы латеральной восходящей миграции нефти по коллекторам до аккумулялирующей ловушки происходили с конца палеогена до неогенового времени включительно. На основании проведенных расчетов скоростей миграции нефти, плотностей нефтяных УВ в миграционных потоках и в аккумулялирующих ловушках были составлены многочисленные карты в масштабе 1:100000 и 1:200000, детально характеризующие состояние процессов миграции и

аккумуляции нефти через определенные равные промежутки времени (0,1 млн. лет) – от начала латеральной миграции до ее полного завершения при окончании формирования месторождений.

При расчете скоростей миграции нефти для изученных объектов использовались осредненные данные по пористости и проницаемости коллекторов, плотности пластовой воды и нефти, вязкости нефти, фазовой проницаемости пород и т.д.

Скорость восходящей латеральной миграции нефти в области Широного Приобья обычно составляла от 20 - 50 км/млн. лет до 80 - 100 км/млн. лет, а на крутых крыльях структур возрастала до 250 - 280 км/млн. лет.

Время формирования месторождений (от начала до окончания аккумуляции нефти) в зависимости от скоростей и дальности миграции составляло от 0,2 - 0,3 млн. лет (Восточно-Сургутское и Западно-Сургутское месторождения) до 1,1 - 1,4 млн. лет (Усть-Балыкское, Северо-Варьеганское месторождения).

Были построены многочисленные карты, характеризующие в ходе геологического времени состояние миграции и аккумуляции нефти на изученных объектах Широного Приобья. Здесь же приводим в качестве типичного примера только серию карт, характеризующих состояние процессов латеральной миграции и аккумуляции

нефти в ходе геологического времени для меловых отложений Восточно-Сургутского месторождения.

Схема профилей для расчета скоростей миграции нефти в районе Восточно-Сургутской структуры представлена на рис. 5.3.

Процессы латеральной миграции и аккумуляции нефти происходили в начале неогенового времени. Моделирование и картирование процессов миграции и аккумуляции нефти производилось в масштабе 1:100000 через интервалы времени, равные 20 тыс. лет. В результате этого было составлено 15 карт, иллюстрирующих развитие процессов миграции и аккумуляции нефти во времени, 8 из которых, отражающих основные этапы формирования месторождения, приведены в виде иллюстраций (рис. 5.4 – 5.11).

При расчетах скоростей миграции в среднем для нефтесборной площади были приняты следующие параметры: проницаемость коллекторов ($K_{пр}$) равная 0,03 D; коэффициент фазовой проницаемости ($K_{фпр}$) равный 0,6, что отвечает соотношению нефти и воды в прикровельной части коллекторов 1:1, удельный вес пластовой воды 1,1 г/см³; удельный вес нефти 0,8 г/см³; пористость коллекторов 0,18.

Скорость миграции нефти, исходя из этих данных и проведенных расчетов, колебалась, в зависимости от угла наклона пластов, на разных участках нефтесборной площади от 17,2 до 283,5 км/млн. лет, составляя в большинстве случаев около 100 км/млн. лет.

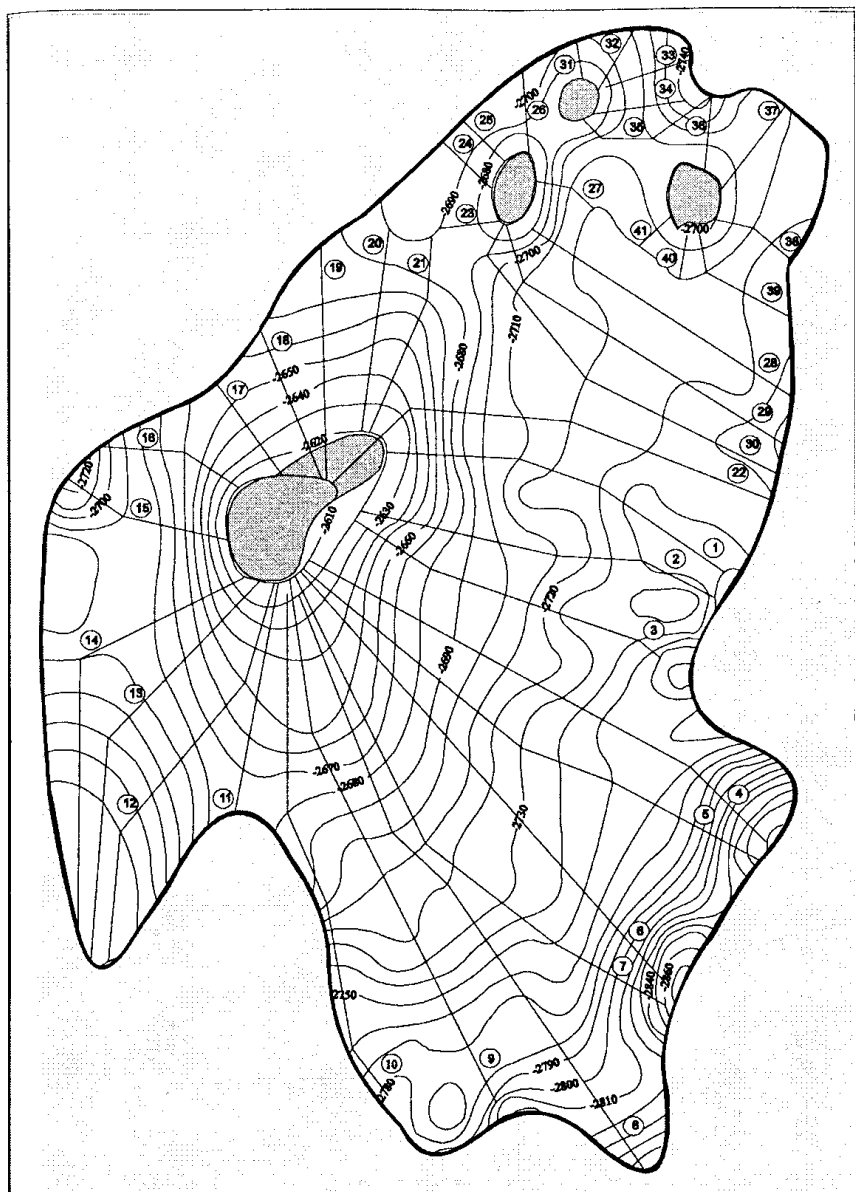
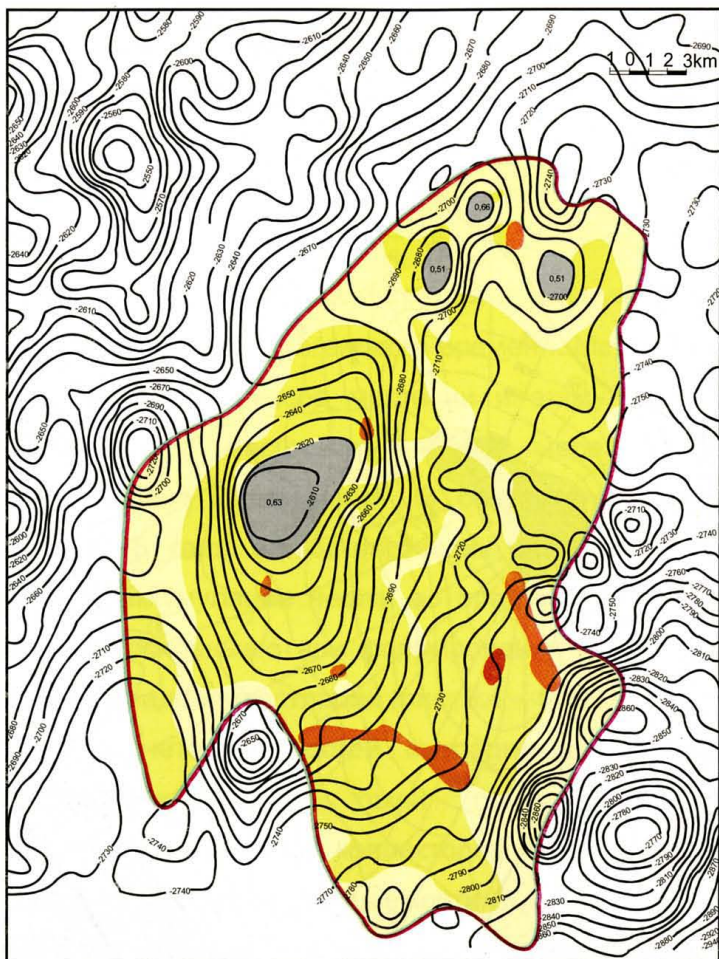


Рис. 5.3. Схема профилей для расчета скоростей миграции нефти в районе Восточно-Сургутской структуры



Условные обозначения к рис. 5.4 – 5.11.



Рис. 5.4. Карта плотности мигрирующих и аккумулирующихся нефтяных УВ в отложениях бажендовской свиты в районе Восточно-Сургутской структуры через 0,02 млн. лет после начала миграции

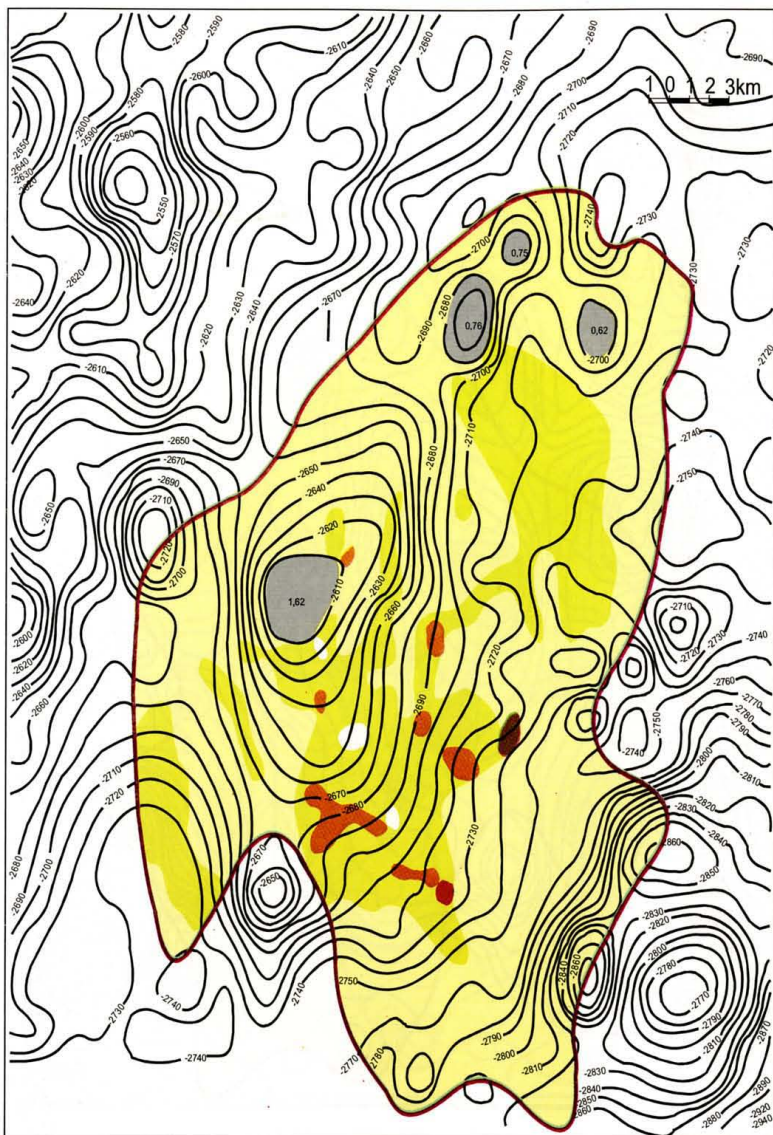


Рис. 5.5. Карта плотности мигрирующих и аккумулирующихся нефтяных УВ в отложениях баженовской свиты в районе Восточно-Сургутской структуры через 0,08 млн. лет после начала миграции

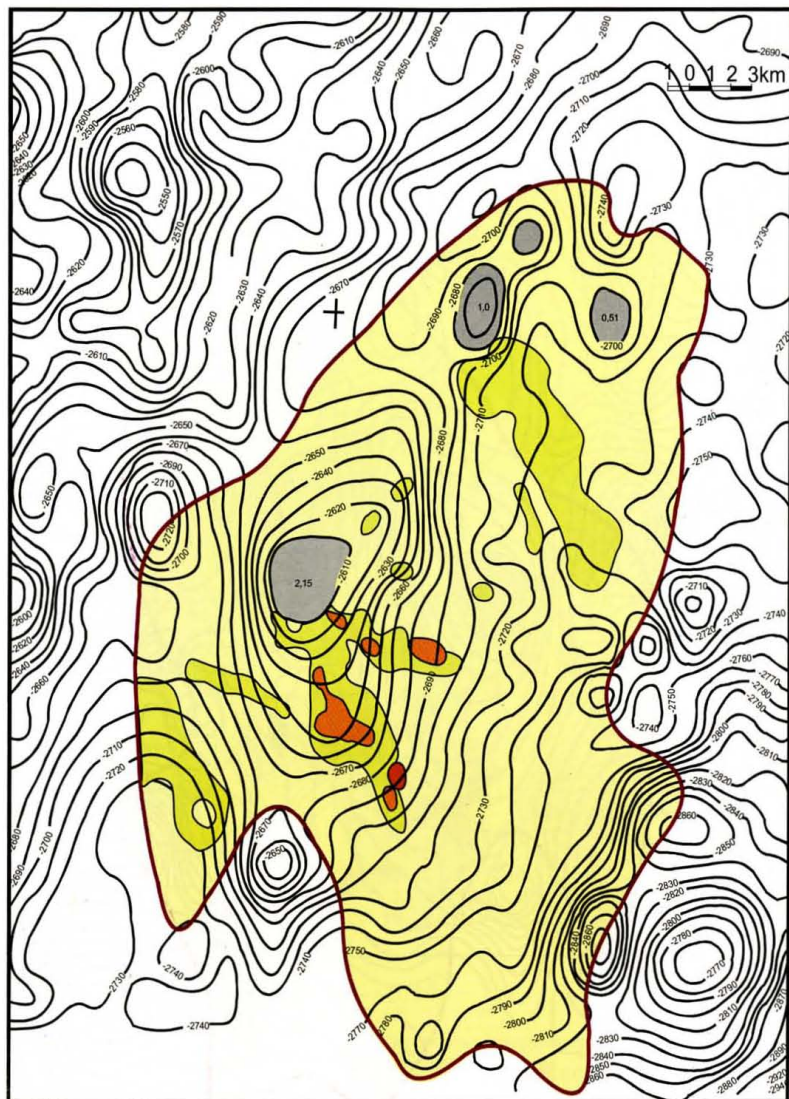


Рис. 5.6. Карта плотности мигрирующих и аккумулирующихся нефтяных УВ в отложениях баженовской свиты в районе Восточно-Сургутской структуры через 0,14 млн. лет после начала миграции

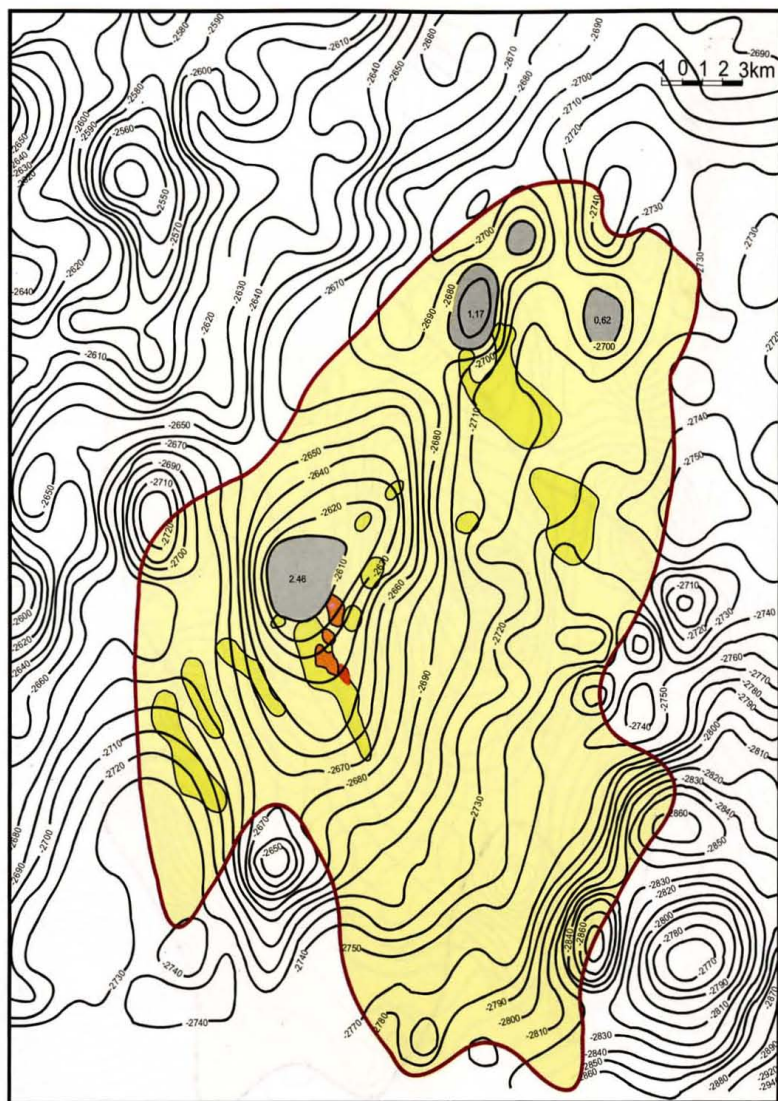


Рис. 5.7. Карта плотности мигрирующих и аккумулирующихся нефтяных УВ в отложениях баженовской свиты в районе Восточно-Сургутской структуры через 0,18 млн. лет после начала миграции

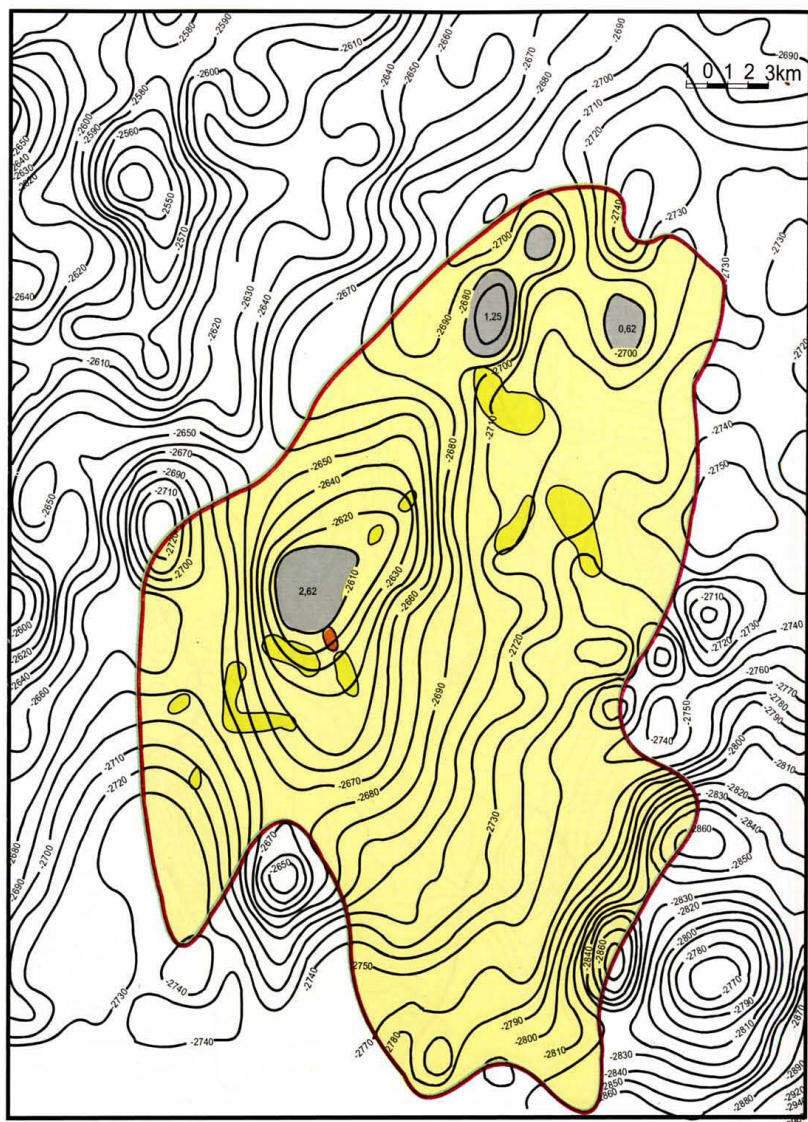


Рис. 5.8. Карта плотности мигрирующих и аккумулирующихся нефтяных УВ в отложениях баженовской свиты в районе Восточно-Сургутской структуры через 0,22 млн. лет после начала миграции

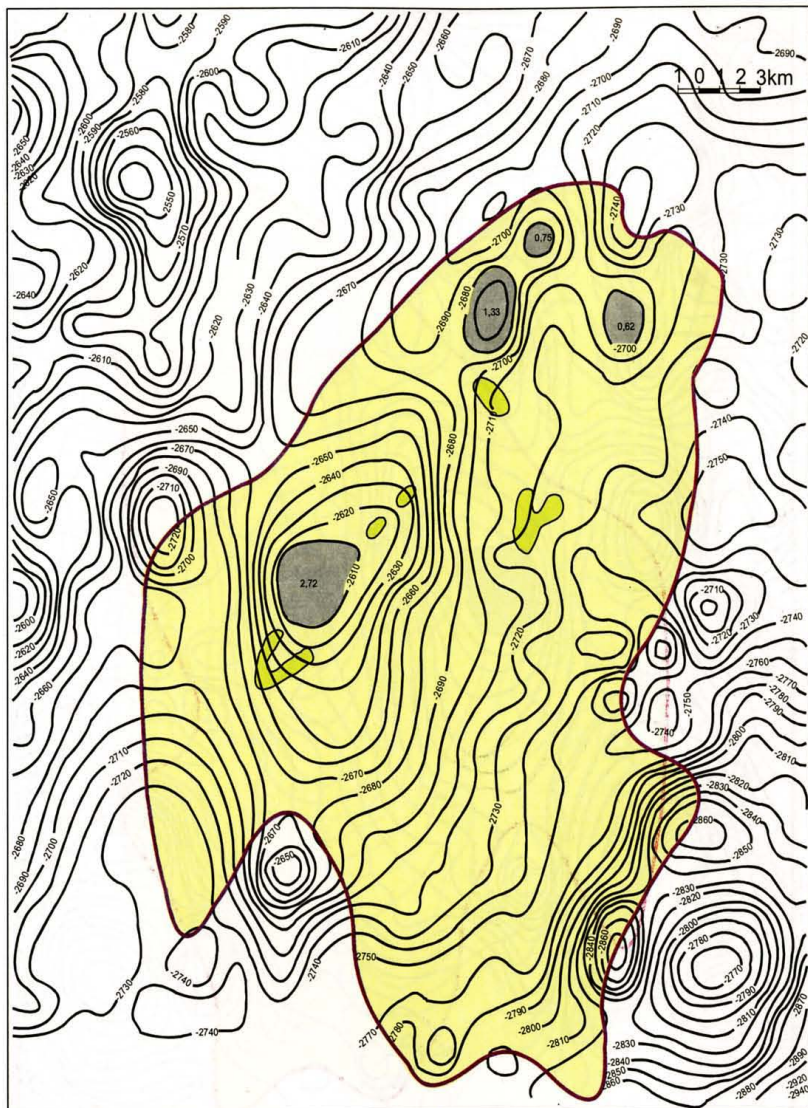


Рис. 5.9. Карта плотности мигрирующих и аккумулирующихся нефтяных УВ в отложениях баженовской свиты в районе Восточно-Сургутской структуры через 0,26 млн. лет после начала миграции

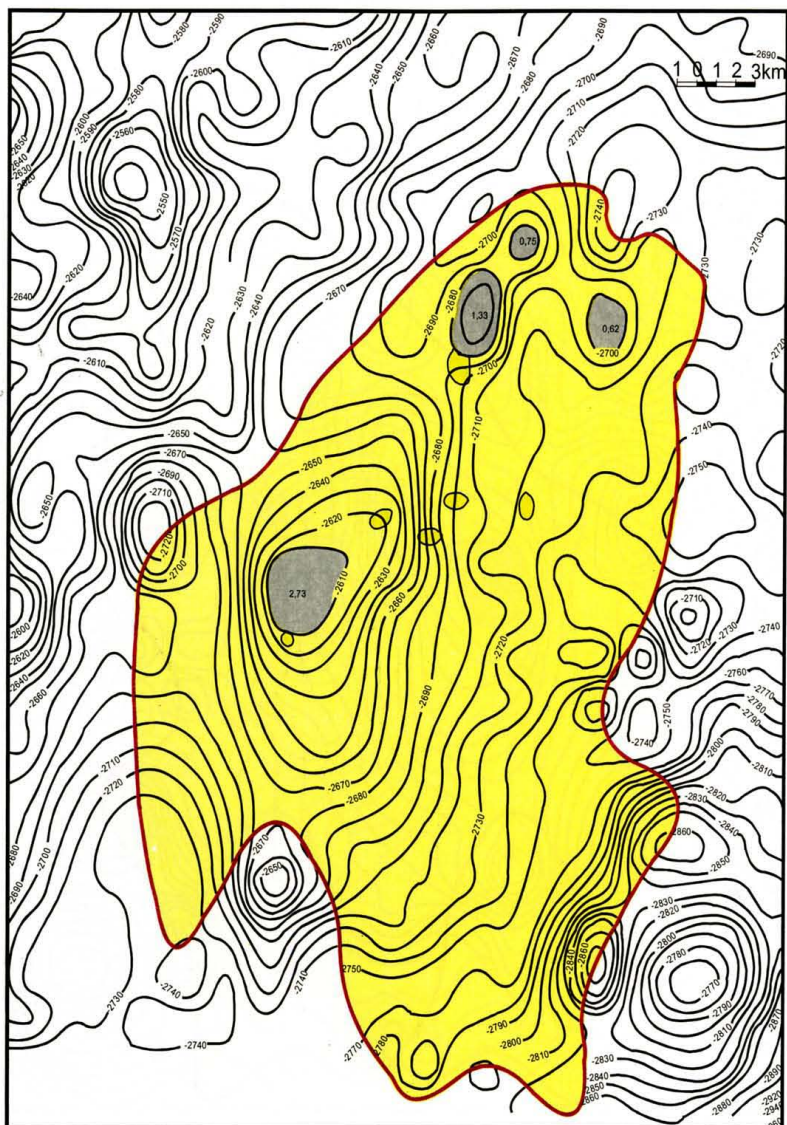


Рис. 5.10. Карта плотности мигрирующих и аккумулирующихся нефтяных УВ в отложениях баженовской свиты в районе Восточно-Сургутской структуры через 0,28 млн. лет после начала миграции

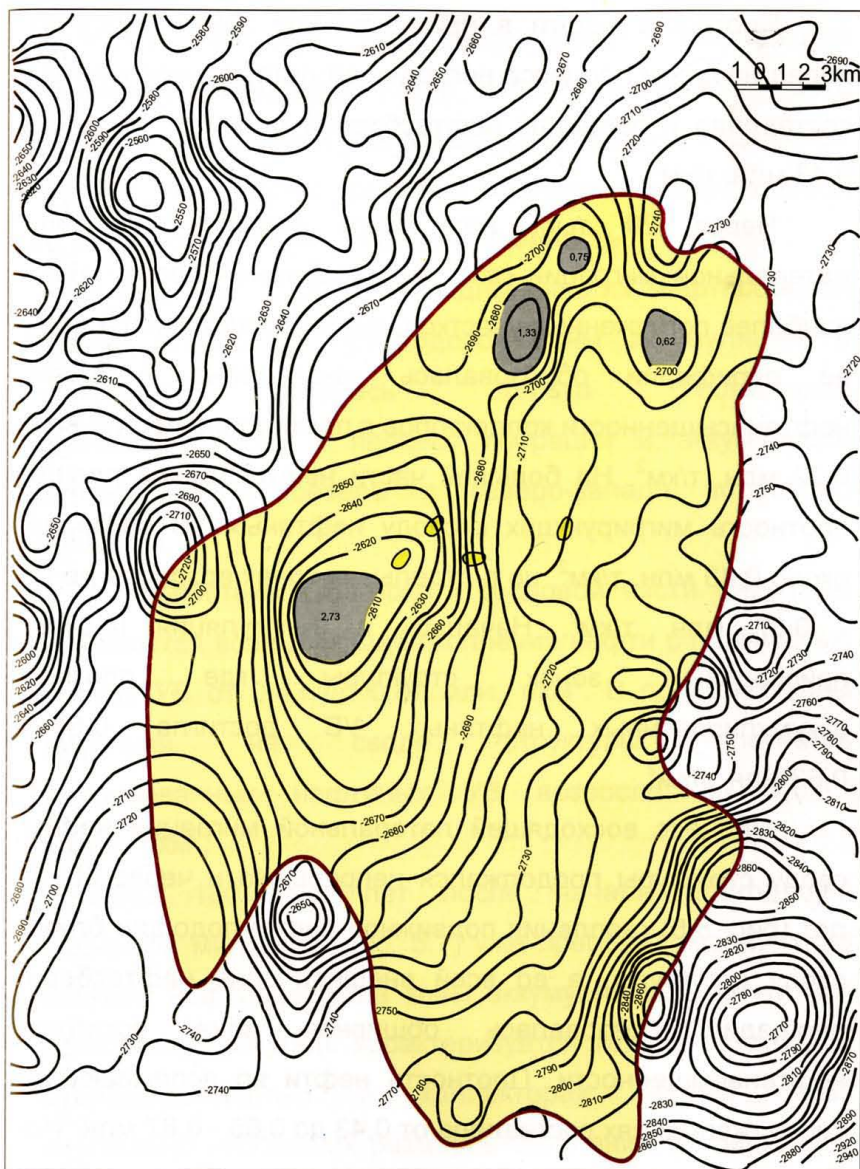


Рис. 5.11. Карта плотности мигрирующих и аккумулирующихся нефтяных УВ в отложениях баженовской свиты в районе Восточно-Сургутской структуры через 0,3 млн. лет после начала миграции

Плотность нефти в прикровельной зоне коллекторов перед началом процесса восходящей латеральной миграции составляла в пределах нефтесборной площади в среднем $0,43 \text{ млн. т/км}^2$.

Через 20 тыс. лет после начала восходящей латеральной миграции (рис. 5.4) подвижная нефть ушла с наиболее погруженных участков нефтесборной площади и по ее периферии образовалась узкая зона остаточной нефтенасыщенности коллекторов с плотностью нефтяных УВ $0,22 \text{ млн. т/км}^2$. На большей части нефтесборной площади плотность мигрирующих к своду нефтяных УВ оставалась около $0,43 \text{ млн. т/км}^2$, но в отдельных зонах возросла до $0,65 - 0,87 \text{ млн. т/км}^2$. Началась и аккумуляция нефти в присводовых зонах структуры, где плотность аккумулярованных нефтяных УВ достигла $0,51 - 0,63 \text{ млн. т/км}^2$.

Процесс восходящей латеральной миграции нефти к своду структуры продолжался непрерывно и через 80 тыс. лет (рис. 5.5) скопления подвижной нефти подошли ближе к своду структуры, а во всей внешней зоне нефтесборной площади образовалась обширная зона остаточной нефтенасыщенности. Плотность нефти во всплывающих к своду скоплениях составляла от $0,43$ до $0,65 - 0,87 \text{ млн. т/км}^2$. Плотность аккумулярованных нефтяных УВ в сводовой приподнятой зоне достигла $0,76 - 1,62 \text{ млн. т/км}^2$.

Через 140 тыс. лет после начала восходящей латеральной миграции (рис. 5.6) большая часть нефтесборной площади уже оказалась лишенной подвижных нефтяных УВ и коллекторы в ней содержат в прикровельной зоне только остаточную нефтенасыщенность.

В северной и северо-западной частях нефтесборной площади, вплоть до присводовой зоны аккумуляции, в коллекторах осталась только остаточная нефтенасыщенность и процесс миграции и аккумуляции нефтяных УВ с севера и северо-запада полностью завершился.

С юго-востока и востока к сводовой части структуры подтягиваются всплывающие скопления нефти с плотностью нефтяных УВ от 0,43 до 0,87 млн. т/км². В пределах зоны аккумуляции на своде структуры плотность аккумулированных нефтяных УВ возросла до 1,0 - 2,15 млн. т/км².

Через 180 тыс. лет после начала восходящей латеральной миграции (рис. 5.7) уже преобладающая часть подвижной нефти достигла зоны аккумуляции, а почти вся нефтесборная площадь характеризуется только остаточной нефтенасыщенностью в коллекторах. Видны лишь сравнительно небольших размеров скопления мигрирующей нефти, подтягивающиеся к сводовым зонам аккумуляции, в которых плотность аккумулированных нефтяных УВ достигла 1,17 - 2,46 млн. т/км².

Через 220 тыс. лет после начала восходящей латеральной миграции (рис. 5.8) почти вся подвижная нефть достигла присводовой зоны аккумуляции, а почти вся нефтесборная площадь характеризуется распространением в коллекторах лишь остаточной нефтенасыщенности с плотностью нефтяных УВ $0,22 \text{ млн. т/км}^2$. Хорошо видно, как с юга и востока к присводовым зонам аккумуляции "подплывают" отдельные небольшие нефтяные скопления с плотностью $0,43 - 0,65 \text{ млн. т/км}^2$. В зонах аккумуляции плотность нефтяных УВ к этому времени достигает $1,25 - 2,62 \text{ млн. т/км}^2$.

Через 260 тыс. лет процесс восходящей латеральной миграции и аккумуляции нефти в присводовой части структуры уже почти завершился (рис. 5.9). Почти вся нефтесборная площадь характеризуется остаточной нефтенасыщенностью в прикровельной зоне коллекторов с плотностью нефтяных УВ $0,22 \text{ млн. т/км}^2$. С юга к южному куполу аккумуляции подходит только одно нефтяное скопление, а с севера – еще два совсем небольших скопления с плотностью УВ $0,43 \text{ млн. т/км}^2$. Одно небольшое скопление с плотностью УВ $0,43 \text{ млн. т/км}^2$ подходит к северной зоне аккумуляции. Плотность аккумулярованных нефтяных УВ достигает $1,33 - 2,72 \text{ млн. т/км}^2$.

Через 280 тыс. лет после начала восходящей латеральной миграции (рис. 5.10) процесс формирования Восточно-Сургутского месторождения нефти завершился уже

почти полностью – лишь четыре совсем небольших скопления нефти, протяженностью не более 1 км, подходят с востока к южной зоне аккумуляции и одно – с юга – к северной зоне аккумуляции. Плотность аккумулярованных нефтяных УВ в присводовой части структуры достигает 1,33 - 2,73 млн. т/км².

Через 300 тыс. лет после начала восходящей латеральной миграции формирование Восточно-Сургутского нефтяного месторождения фактически завершилось. На карте (рис. 5.11) видны лишь только четыре совсем небольших скопления нефти с плотностью УВ 0,43 млн. т/км², приближающиеся к южному куполу аккумуляции. Плотность аккумулярованных нефтяных УВ в ловушке на этом последнем этапе осталась такой же, как и на предыдущем этапе, составляя 1,33 - 2,73 млн. т/км².

Заключая, следует отметить, что эмиграция нефти в районе Восточно-Сургутского месторождения из нефтематеринских пород баженовской свиты началась еще в конце раннего мела – 110 млн. лет назад, но максимального развития достигла только 20 млн. лет назад, в начале неогенового времени. На протяжении длительного времени – около 80 млн. лет – вся эмигрировавшая из баженовской свиты нефть, всплывая вверх по разрезу до кровли продуктивных коллекторов по трещинно-поровым каналам, полностью в них рассеивалась, образуя остаточную нефтенасыщенность.

В ничтожных масштабах аккумуляция первичных скоплений нефти в прикровельной зоне меловых коллекторов началась 30 млн. лет назад, а достигла максимального развития лишь 20 млн. лет назад. Сформировавшиеся к этому времени в прикровельной зоне водонасыщенных коллекторов первичные скопления нефти начали всплывать вверх по восстанию пластов по направлению к приподнятой ловушке. Этот завершающий этап восходящей латеральной миграции первичных скоплений нефти, обусловивший формирование Восточно-Сургутского месторождения, был очень активным и кратковременным, завершившимся в неогеновое время практически полностью всего за 300 тыс. лет.

5.1.2. Северная зона Западно-Сибирского бассейна

Северная зона Западно-Сибирского бассейна отличается от зоны Широтного Приобья принципиально. Главное отличие в том, что материнские породы баженовской и тюменской свит испытали значительно большее погружение, до 5 - 6 км, что обусловило более высокую степень катагенеза ОВ (до градаций AK_1 - AK_2) и проявление не только главной фазы нефтеобразования, но позже во времени – и главной фазы газообразования, что и обусловило в этой зоне преобладание газовых, газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений.

Крупные размеры структур (до 25 x 180 км) и нефтегазосборных площадей (до 5000 – 10000 км²) обусловили здесь формирование крупных и гигантских месторождений углеводородов.

История погружения нефтегазоматеринских отложений и нефтегазообразования в северной зоне Западной Сибири представлена на рис. 3.4 (глава 3). Главная фаза нефтеобразования в баженовской свите реализовалась в период времени от 100 до 10 млн. лет назад, а в тюменской свите – 120 – 68 млн. лет назад.

Эмигрировавшая нефть испытывала восходящую вертикальную миграцию по трещинно-поровым каналам из материнских пород до кровли продуктивных пластов. Выполненные модельные расчеты показали, что весьма длительное время (100 - 20 млн. лет) вся нефть баженовской свиты рассеивалась на путях миграции и первичные скопления ее в коллекторах нижнего мела могли образоваться только в неогеновое время. В тюменских отложениях первичные скопления нефти в прикровельной зоне коллекторов смогли образоваться по той же причине также только через 50 млн. лет после начала эмиграции нефти – в конце позднего мела (рис. 3.6, глава 3).

Что касается главной фазы газообразования, то она проявилась только в тюменской свите, в период от 100 до 10 млн. лет назад. Длительное время (около 80 млн. лет) весь газ рассеивался на путях вертикальной миграции к

кровле коллекторов, а соответственно первичные скопления газа образовались в прикровельной зоне коллекторов только в конце палеогена – в неогене.

Формирование залежей нефти в коллекторах тюменской свиты вследствие латеральной восходящей миграции происходило в конце позднего мела – в начале палеогена. В меловых коллекторах формирование нефтяных залежей за счет баженовской нефти происходило в неогеновое время.

Мощное газообразование в тюменской свите обусловило в неогеновое время поступление огромных количеств УВ газа в ранее сформировавшиеся нефтяные залежи, что привело к их существенному разрушению. Рассмотрим результаты количественного моделирования генерации, миграции и аккумуляции нефти и газа в северной зоне Западно-Сибирского бассейна.

Уренгойский район. Плотность эмиграции нефти из материнских пород тюменской свиты оценена в 6,79 млн. т/км². Потери нефти при всплывании к кровле коллекторов составили 81,17 %. Соответственно плотность нефти в прикровельной зоне коллекторов оценена в 1,28 млн. т/км².

Потери нефти при восходящей латеральной миграции по тюменским коллекторам при средней нефтенасыщенной мощности 13,3 м составили 0,638 млн. т/км². Соответственно плотность нефти, оставшейся в свободном состоянии и

могущей мигрировать и аккумулироваться в ловушке, определилась равной 0,65 млн. т/км².

Первичные ресурсы нефти, аккумулированной в коллекторах тюменской свиты на конец мела – начало палеогена оценены равными $Q_{\text{н}}^{\text{ак.т.юм.}} = 4950 \cdot 0,65 = 3,2$ млрд.т.

Плотность эмиграции нефти из баженовской свиты в нижнемеловые отложения в пределах Уренгойской нефтесборной площади оценена в 5,56 млн. т/км². Потери нефти при всплывании к кровле коллекторов составили 51,79 %. Соответственно плотность нефти в прикровельной зоне нижнемеловых коллекторов определилась равной 2,66 млн. т/км². При суммарной нефтенасыщенной мощности 20,85 м потери нефти при восходящей латеральной миграции составили 1,33 млн. т/км², а первичные ресурсы нефти в нижнемеловых коллекторах Уренгоя на начало неогена $Q_{\text{н}}^{\text{ак.}} = 4950 \cdot 1,33 = 6,58$ млрд.т.

Таким образом, Уренгойское месторождение первоначально (до проявления ГФГ) было гигантским нефтяным, с суммарными ресурсами нефти в 9,78 млрд. т.

В неогене проявилась главная фаза газообразования в тюменской свите. Плотность эмиграции газа на Уренгойской газосборной площади составляла 4,97 млрд. м³/км². Потери углеводородного газа при растворении в нефтяных УВ оценены в 1,098 млрд. м³/км², в пластовых водах коллекторов – в 0,69 млрд. м³/км².

Потери УВ газа при всплывании к кровле коллекторов определились в 1,104 млрд. м³/км². Соответственно плотность УВ газа в прикровельной зоне тюменских коллекторов составила 2,161 млрд. м³/км².

При суммарной мощности газонасыщения коллекторов в 60,0 м потери газа при восходящей латеральной миграции к своду Уренгойской структуры оказались равными 0,54 млрд. м³/км², а плотность свободного, аккумулировавшегося в ловушке, УВ газа равной 1,62 млрд. м³/км². Соответственно первоначальные ресурсы УВ газа в тюменской свите составляли в неогеновое время $4950 \cdot 1,26 = 8,019$ трлн. м³.

Аккумуляция УВ газа происходила в Уренгойской ловушке в неогеновое время – 20 - 15 млн. лет назад, когда в коллекторах тюменской свиты и нижнего мела уже существовали гигантские нефтяные залежи с суммарными ресурсами в 9,78 млрд. т. Объем нефти в ловушке составлял 12,24 млрд. м³, а объем аккумулировавшегося газа (в пластовых условиях) – 40 млрд. м³, то есть превышал объем нефти в ловушке в 3,2 раза.

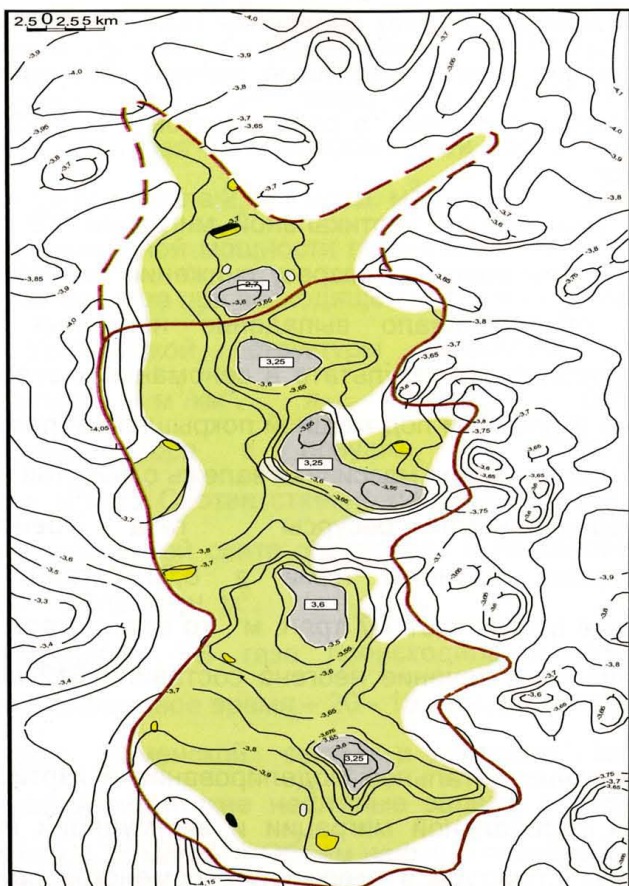
Поступление УВ газа в ловушку привело к разрушению первичных залежей нефти. К настоящему времени в Уренгойском месторождении осталось 2,1 млрд. т нефтяных УВ – половина в нефтяных оторочках и половина – в газоконденсатных залежах в газорастворенном состоянии. Следовательно потери нефти при разрушении первичных

нефтяных залежей за счет внедрения газа составили 78 %. При внедрении газа в нефтяные залежи формировались газоконденсатные залежи, в ряде пластов – с нефтяными оторочками.

При восходящей вертикальной миграции УВ газа на своде структуры вверх по разрезу снижение температуры и давления обуславливало выпадение нефтяных УВ из газового раствора. В результате в сеноманских отложениях на глубине около 1 км под мощной покрывкой образовалась огромная чисто газовая массивная залежь с высотой в 213 м.

Первоначальные ресурсы газа Уренгойского месторождения оценены нами в 8,019 трлн. м³, а фактические составляют 7,7 трлн. м³, то есть потери газа из месторождения в течение неогена составили 312 млрд. м³ (3,9 %).

Проведено детальное моделирование и картирование процессов латеральной миграции и аккумуляции нефти в Уренгойской структуре в отложениях тюменской свиты и в отложениях нижнего мела; моделирование и картирование латеральной миграции и аккумуляции УВ газа в тюменской свите. Состояние и развитие процессов латеральной миграции и аккумуляции нефти и газа в ходе геологического времени охарактеризованы 19 картами масштаба 1:250000 по кровле баженовской свиты. Некоторые из них приведены на рис. 5.12 - 5.19.



Условные обозначения к рис. 5.12 – 5.15

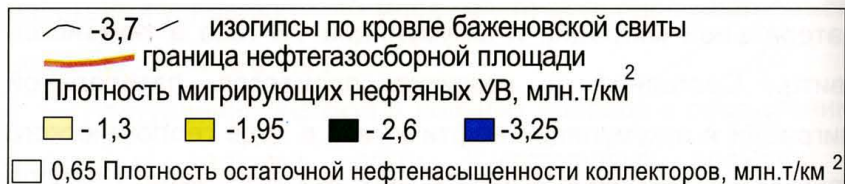


Рис. 5.12. Карта плотности мигрирующих и аккумулирующихся нефтяных УВ в отложениях тюменской свиты в районе Уренгойского месторождения через 0,2 млн. лет после начала миграции

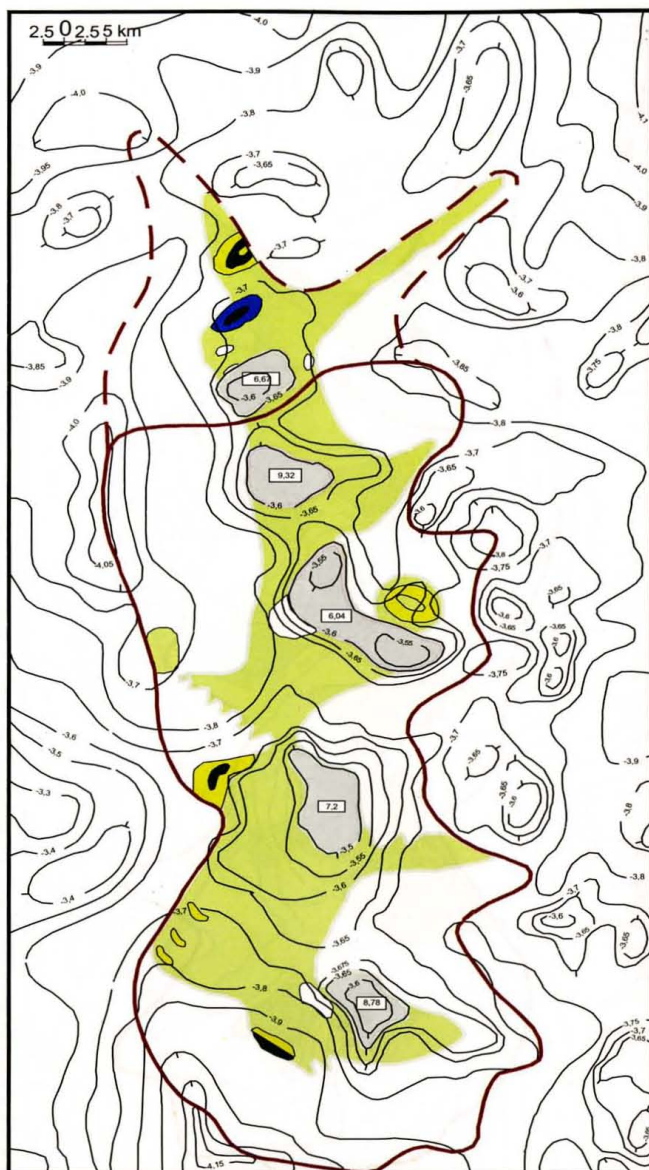


Рис. 5.13. Карта плотности мигрирующих и аккумулирующихся нефтяных УВ в отложениях тюменской свиты в районе Уренгойского месторождения через 0,6 млн. лет после начала миграции

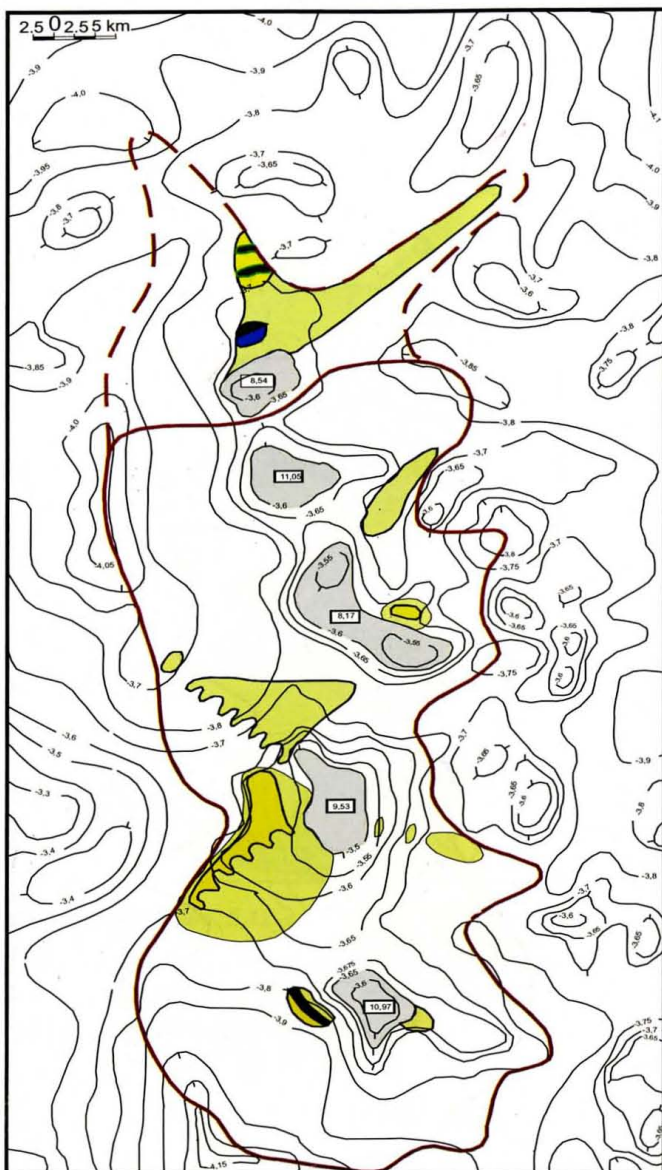


Рис. 5.14. Карта плотности мигрирующих и аккумулирующихся нефтяных УВ в отложениях тюменской свиты в районе Уренгойского месторождения через 1,0 млн. лет после начала миграции

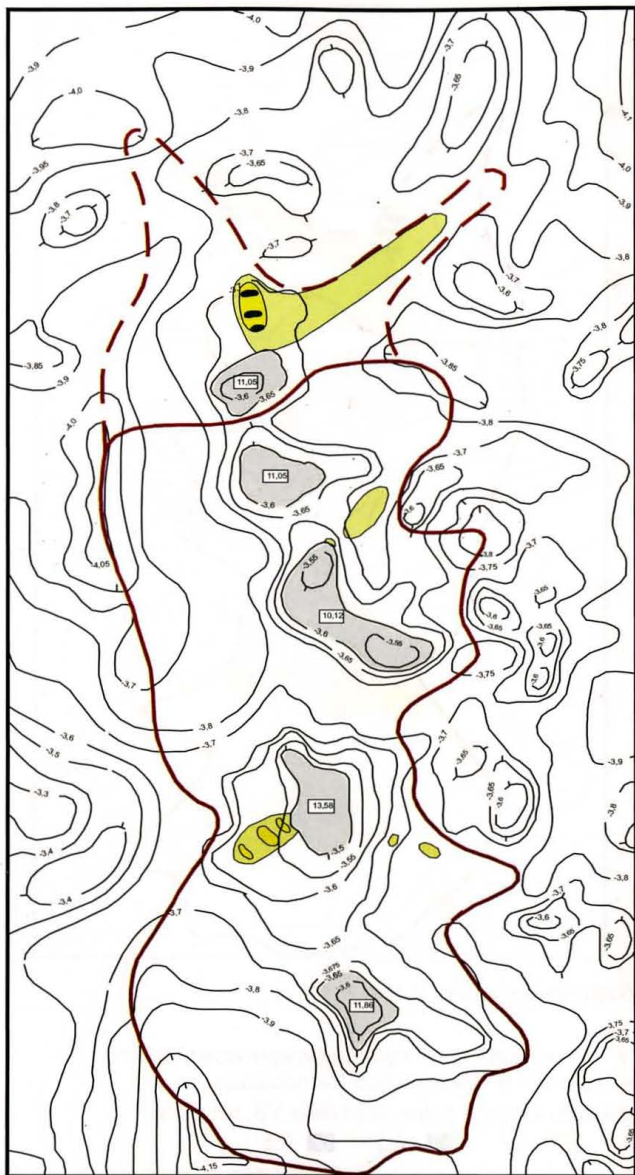
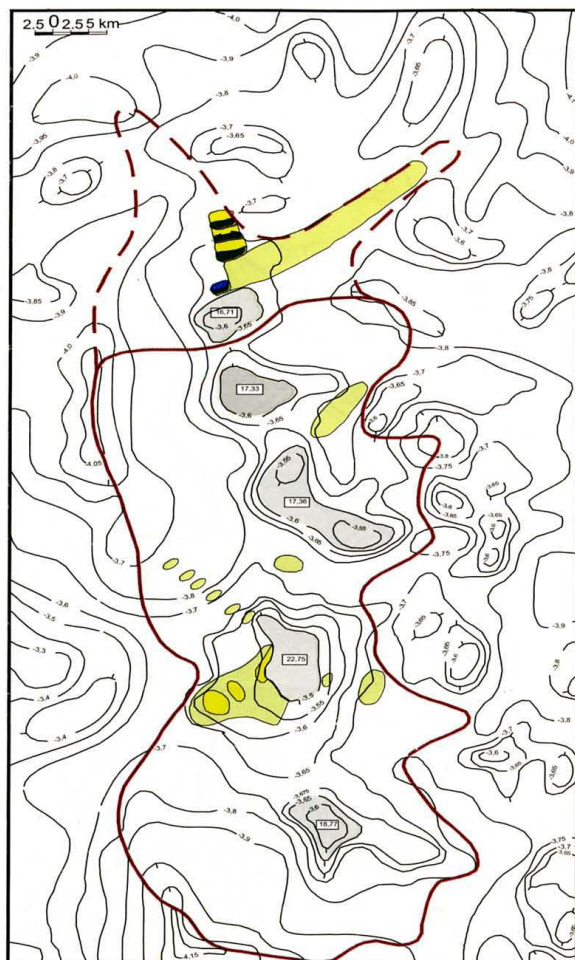


Рис. 5.15. Карта плотности мигрирующих и аккумулирующихся нефтяных УВ в отложениях тюменской свиты в районе Уренгойского месторождения через 1,8 млн. лет после начала миграции



Условные обозначения к рис. 5.16 – 5.17

— -3,7 — изогипсы по кровле баженовской свиты
 — граница нефтегазосборной площади

Плотность мигрирующих нефтяных УВ, млн.т/км²

□ - 2,6 □ - 3,9 □ - 5,2 □ - 6,5

□ - 1,3 Плотность остаточной нефтенасыщенности коллекторов, млн.т/км²

Рис. 5.16. Карта плотности мигрирующих и аккумулирующихся нефтяных УВ в нижнемеловых отложениях, образованных в баженовской свите в районе Уренгойского месторождения через 0,6 млн. лет после начала миграции

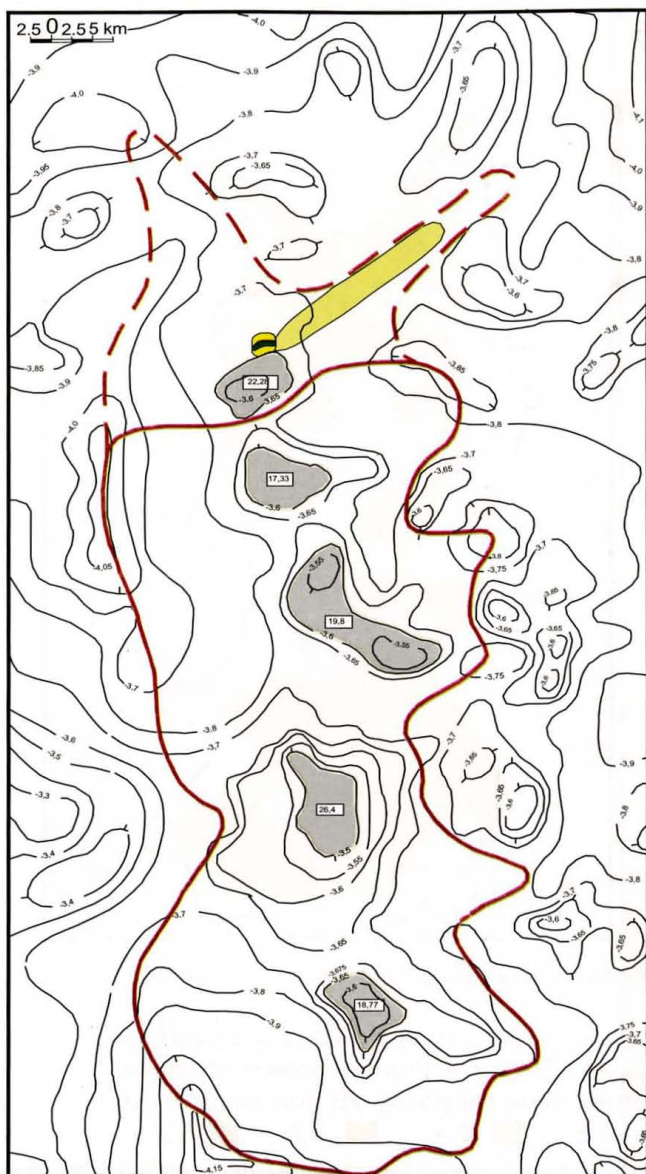
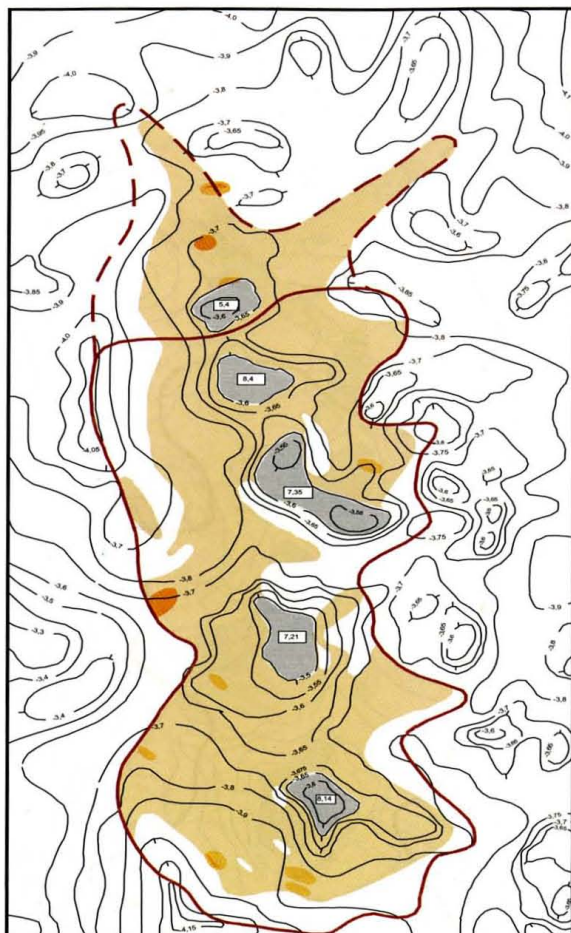


Рис. 5.17. Карта плотности мигрирующих и аккумулирующихся нефтяных УВ в нижнемеловых отложениях, образованных в баженовской свите в районе Уренгойского месторождения через 1,2 млн.лет после начала миграции



Условные обозначения к рис. 5.18 - 5.19:

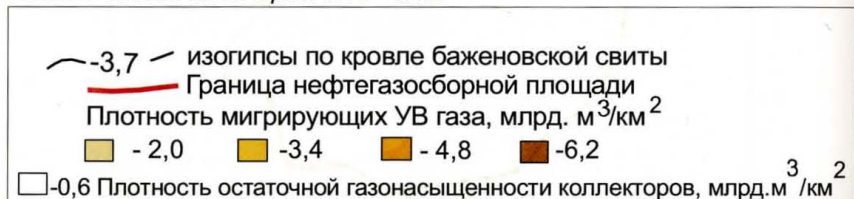


Рис. 5.18. Карта плотности мигрирующего и аккумулирующегося УВ газа в отложениях тюменской свиты в районе Уренгойского месторождения через 5 000 лет после начала миграции

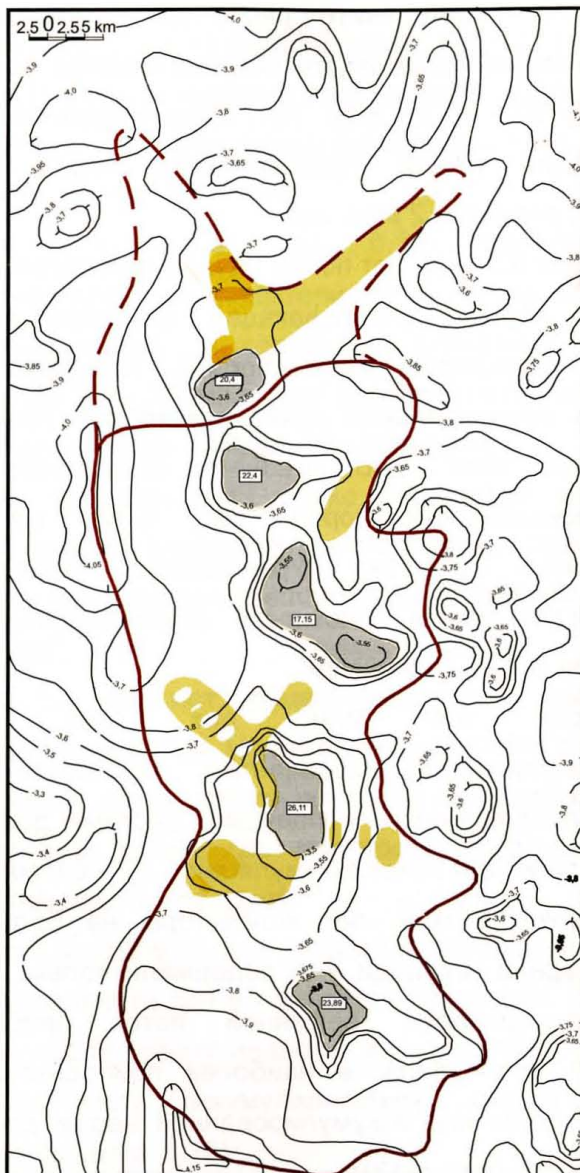


Рис. 5.19. Карта плотности мигрирующего и аккумулирующегося УВ газа в отложениях тюменской свиты в районе Уренгойского месторождения через 30 000 лет после начала миграции

В тюменской свите расчетные скорости миграции нефти, в зависимости от угла наклона пластов, составляли от 7 - 10 до 30 - 40 км /млн. лет. Моделирование миграции и аккумуляции нефти производилось через промежутки времени, равные 0,2 млн. лет.

Через 0,2 млн. лет после начала латеральной миграции в узкой полосе, охватывающей наиболее погруженные участки периферии нефтесборной площади, плотность нефти в прикровельной зоне коллекторов понизилась до 0,65 млн. т/км², что отвечает остаточной "мертвой" нефтенасыщенности пород (рис. 5.12). На наиболее приподнятых участках Уренгойского вала началась аккумуляция нефти, плотность аккумулятивной нефти достигала 2,7 - 3,6 млн. т/км².

Через 0,4 млн. лет зона остаточной нефтенасыщенности расширилась. Плотность нефтяного потока, направленного к ловушке, местами достигла 2,6 - 3,5 млн. т/км², а в зонах аккумуляции – 4,7 - 6,0 млн. т/км².

Через 0,6 млн. лет коллекторы на большей части нефтесборной площади уже содержали только остаточную нефтенасыщенность, нефтяной поток приблизился к сводовой части вала, в наиболее приподнятых участках которого плотность аккумулятивной нефти достигала 6 - 9,3 млн. т/км² (рис. 5.13).

Через 0,8 млн. лет преобладающая часть нефтесборной площади уже характеризуется остаточной

нефтенасыщенностью. Нефтяной поток подходит к осевой части вала, плотность нефти в нем местами достигает 2,6 - 3,2 млн. т/км², а плотность аккумулированных УВ в сводовой части вала – 7,7 - 10,3 млн. т/км².

Через 1 млн. лет (рис. 5.14) уже почти вся нефтесборная площадь характеризуется только остаточной нефтенасыщенностью, а отдельные скопления нефти с плотностью до 2,6 - 3,2 млн. т/км² подтягиваются к наиболее приподнятым участкам в сводовой части вала.

Через 1,2 млн. лет только несколько небольших скоплений нефти вливаются в наиболее приподнятые участки зоны аккумуляции, где плотность нефти достигла 11 - 11,8 млн. т/км².

Через 1,4 млн. лет процесс миграции и аккумуляции нефти почти завершился. На некоторых участках, особенно в северной части вала, нефтяной поток еще втягивается в аккумулирующий купол, где плотность аккумулированной нефти достигла 9,75 млн. т/км².

Через 1,6 - 1,8 млн. лет процесс латеральной миграции и аккумуляции нефти почти полностью завершен. Лишь одно скопление нефти подтягивалось к северному куполу, в котором плотность аккумулированной нефти достигла 11,05 млн. т/км² (рис. 5.15).

Скорость латеральной восходящей миграции баженовской нефти в неокомских коллекторах составляла от 30 - 50 до 110 - 177 км/млн. лет.

Через 0,2 млн. лет наиболее погруженные участки нефтесборной площади уже оказались лишенными подвижной нефти. Миграционные потоки нефти приблизились к присводовой части вала, где плотность аккумулированной нефти достигла 9,7 - 13,2 млн. т/км².

Через 0,6 - 0,8 млн. лет уже почти вся нефтесборная площадь характеризовалась распространением "мертвой" нефтенасыщенности коллекторов. На картах видны только отдельные небольшие скопления мигрировавшей нефти, "вливающиеся" в наиболее приподнятые участки вала, где плотность аккумуляции нефти достигла 17,3 - 24,9 млн. т/км² (рис. 5.16).

Через 1 - 1,2 млн. лет восходящая латеральная миграция и аккумуляция нефти в меловых отложениях практически закончились. Лишь в северной зоне одно скопление мигрирующей нефти с плотностью в 2,8 млн. т/км² продолжало вливаться в аккумулирующий купол, плотность нефти в котором достигла 22,28 млн. т/км² (рис. 5.17).

Поскольку основой для моделирования латеральной миграции и аккумуляции нефти в меловых отложениях являлась структурная карта по кровле баженовской свиты, сформировавшееся нефтяное месторождение выглядит на ней в виде цепочки близкорасположенных скоплений нефти на всем протяжении Уренгойского вала, хотя по структуре меловых продуктивных пластов оно представляло собой единое огромное скопление нефти.

Латеральная миграция и аккумуляция УВ газа в Уренгойском районе происходила в тюменских отложениях в неогене. Через пять тысяч лет после начала миграции миграционные потоки газа уже несколько продвинулись к сводовой части вала, а в самых погруженных участках газосборной площади в коллекторах осталась только "мертвая" газонасыщенность. Началась аккумуляция газа в сводовых участках, где плотность газа достигла 5,4 - 8,4 млрд. м³/км² (рис. 5.18).

Через 30 тыс. лет уже почти вся газосборная площадь оказалась лишенной подвижных УВ газов, а отдельные сравнительно небольшие скопления УВ газа достигали приподнятых зон аккумуляции, где плотность газа составляла 22 - 26 млрд. м³/км² (рис. 5.19).

Через 60 тыс. лет процесс восходящей латеральной миграции и аккумуляции УВ газа на Уренгойском месторождении практически полностью завершился. Плотность аккумулированного газа достигла в присводовой части вала 22,4 - 30,4 млрд. м³/км². Только к северному куполу подтягивалось единственное скопление мигрировавшего УВ газа с плотностью от 2 до 4,8 млрд. м³/км². В соответствии с расчетами полностью завершилась аккумуляция УВ газа на северном куполе только через 195 тыс. лет, когда плотность аккумулированного газа достигла на нем 58 млрд. м³/км². Таким образом, миграция и аккумуляция УВ газа на

Уренгойском месторождении завершилась в основном за 50-60 тыс. лет, хотя подпитка северного купола газом продолжалась еще около 50 тыс. лет.

В районе *Медвежьего месторождения* активное нефтеобразование происходило с раннего мела до начала эоцена.

Плотность эмиграции нефти из материнских пород тюменской свиты в пределах нефтесборной площади составляла 4,288 млн. т/км². Потери нефти в трещинно-поровых каналах при вертикальной миграции к кровле коллекторов оценены в 89,5 %. Соответственно плотность нефти в прикровельной зоне коллекторов была равной 0,449 млн. т/км². При суммарной нефтенасыщенной мощности 4,08 м потери при восходящей латеральной миграции к своду ловушки составляли 0,26 млн. т/км².

Плотность нефти, оставшейся в свободном состоянии, мигрировавшей и аккумулировавшейся в антиклинальной ловушке, в соответствии с этими данными, была равна 0,189 млн. т/км². Это позволило оценить первоначальные ресурсы нефти в коллекторах тюменской свиты *Медвежьего месторождения* равными

$$Q_n^{ak} = S_n \cdot q_n^{ak} = 9500 \cdot 0,189 = 1795 \text{ млн.т.}$$

Таким образом, в палеогеновое время в тюменских отложениях месторождения существовали крупные залежи нефти. Проведенное моделирование и картирование процессов восходящей латеральной миграции и аккумуляции

нефти в ловушке в масштабе 1:250000 показало, что формирование нефтяных залежей в тюменских отложениях Медвежьего месторождения происходило в палеогеновое время в течение 1,5 млн. лет.

Активное нефтеобразование в баженовской нефтематеринской свите с проявлением ГФН происходило в районе Медвежьего месторождения в палеогеновое время.

Плотность эмиграции нефти из баженовской свиты в вышележащие отложения неокома в пределах нефтесборной площади составляла 2,0 млн. т/км². Потери нефти в трещинно-поровых каналах при вертикальной миграции к кровле меловых коллекторов оценены в 72 %. Соответственно этому плотность нефти в прикровельной зоне неокомских коллекторов определена равной 0,56 млн. т/км².

Потери нефти при восходящей латеральной миграции по коллекторам к своду ловушки составили 0,32 млн. т/км². Плотность нефти оставшейся в свободном состоянии, мигрировавшей к своду ловушки и аккумулировавшейся в залежах, определилась, соответственно, равной 0,24 млн. т/км².

На основании этих данных первичные ресурсы нефти в неокомских коллекторах Медвежьего месторождения определены равными $Q_n^{ak} = 9500 \cdot 0,24 = 2280$ млн.т.

Проведенное моделирование процессов восходящей латеральной миграции и аккумуляции нефти в меловых

О былой нефтенасыщенности антиклинальной структуры Медвежьего месторождения свидетельствуют притоки нефти до $0,5 - 1,0 \text{ м}^3/\text{сут.}$ из верхнеюрских и валанжинских отложений и высокое содержание нефтяных углеводородов в газоконденсатных залежах на больших глубинах.

Остатки первичных залежей нефти в виде остаточной нефтенасыщенности коллекторов, а возможно, и нефтяных оторочек могут быть обнаружены при детальной разведке нижней части разреза месторождения.

Ухудшение экранирующих свойств покрышек, потеря ими пластичности и развитие трещиноватости, а также воздымание территорий в неогене вызвали вертикальную миграцию УВ газа на своде структуры вверх по разрезу, в результате чего на глубине 1 км под мощной крышкой образовалась гигантская газовая залежь в сеноманских отложениях.

Потери УВ газа при вертикальной миграции на 4 км оценены нами примерно в 320 млрд. м^3 . За вычетом этих потерь ресурсы УВ газа на Медвежьем месторождении могут быть оценены равными 2 340 млрд. м^3 , что всего на 6 % превышает первоначальные утвержденные запасы УВ газа.

Что касается ресурсов нефтяных УВ, содержащихся в газоконденсатных залежах, а, возможно, и в нефтяных оторочках в нижней части разреза на больших глубинах, то они не могут превышать 10 – 15 % от первоначальных

ресурсов нефти до разрушения их внедрившимся газом, то есть 400 - 600 млн. т.

Как видим, применение разработанных методов моделирования процессов генерации, миграции и аккумуляции углеводородов в условиях Западно-Сибирского бассейна дало вполне удовлетворительные результаты. Оказалось возможным детально охарактеризовать последовательные стадии формирования месторождений нефти и газа в ходе геологического времени и оценить ресурсы углеводородов.

В зоне Широкого Приобья, где проявилось только нефтеобразование, ресурсы нефти месторождений, оцененные нами методом моделирования на момент завершения их формирования, обычно несколько превышают (на 5-13%) промышленные запасы, оцененные в настоящее время при проведении разведочных работ. Это вполне объяснимо небольшими потерями нефти из месторождений за время их существования в течение 10-20 млн. лет.

Только в одном случае (Покачевское месторождение) оцененные нами на момент формирования месторождения ресурсы нефти оказались на 1,78% меньше разведанных запасов. Но такая погрешность практически не имеет значения, она не больше точности подсчета промышленных запасов нефти объемным методом. Практически это означает почти идеальное соответствие результатов

моделирования с результатами подсчета промышленных запасов.

В северной зоне Западно-Сибирского бассейна, где после нефтеобразования проявилось мощное газообразование, ресурсы УВ газа, оцененные методом моделирования на момент завершения формирования месторождений, превышают подсчитанные промышленные запасы УВ газа всего на 4 – 6 %, что вполне можно объяснить небольшими потерями УВ газа за время существования месторождений после их формирования (10 - 15 млн. лет).

Что касается оценки ресурсов нефтяных УВ в этой зоне, то они составляют не более 10 – 20 % от количества нефти, первично аккумулированной в месторождениях до разрушения их внедрившимся УВ газом.

5.2. Моделирование процессов миграции и аккумуляции углеводородов в условиях нефтегазоносных бассейнов древних платформ

Моделирование процессов миграции и аккумуляции УВ в условиях нефтегазоносных бассейнов (НГБ) древних платформ встречает труднопреодолимые препятствия, связанные, прежде всего, с историко-геологическими причинами. В НГБ древних платформ наблюдается, как правило, существенная постгенерационная (и постмиграционная) структурная переработка как очагов нефтегазообразования (ОНГО), так и зон

нефтегазонакопления (ЗНГН); при этом возникают различия во взаимоотношениях между ОНГО и ЗНГН в эпоху генерации-миграции-аккумуляции – с одной стороны – и в современную эпоху – с другой. Подавляющая часть площади древних НГБ в пределах континентального сектора представляет собой эродированную в той или иной степени поверхность, - иногда мощность размытых отложений достигает первых км, - то есть современные глубины того или иного горизонта в недрах не соответствуют палеоглубинам эпохи генерации-миграции УВ. В соответствии с этим палеодавления и палеотемпературы также превышали современные (что касается температур, то их падение к современной эпохе связано не только с подъемом территории, но и со снижением теплового потока). Все это предопределяет абсолютную необходимость палеоструктурной реставрации моделируемого участка на момент генерации-миграции, то есть на момент максимального погружения. Такая реставрация, естественно, должна предшествовать модельным расчетам, без нее таковые и не мыслимы. Далее, в краевых частях древних платформ, где имеют место пары "поднятие – зона аккумуляции" – "прогиб (палеопрогиб) – нефтегазосбор" наблюдается, как правило, очень широкий диапазон катагенеза ОВ в пределах ограниченной площади (иногда перепад достигает целой подстадии, МК₁-АК₁, например). В таких случаях при моделировании приходится прибегать к

стадийному подсчету, выделять палеозтап, ибо "синхронно прогнать" УВ от АК₁ к МК₁ невозможно, так как в конце мезокатагенеза-апокатагенезе существенно меняются свойства и резервуаров (особенно песчаных), и флюидоупоров, и генерируемые на этих грациях УВ уходят вверх по зонам трещиноватости и теряются, - по крайней мере для моделируемого резервуара. Все это существенно осложняет моделирование, однако другого выхода пока не видно. Более того, подъем территории, эрозия, денудация, развитие дизъюнктивных нарушений, трещиноватости, даже при хороших флюидоупорах, естественно, не способствует сохранности образованных зон аккумуляции. Можно с уверенностью утверждать, что ни одна залежь УВ в древних бассейнах не сохранилась на 100 %. Если в настоящее время потери при миграции и аккумуляции с той или иной долей вероятности мы научились количественно оценивать, то этого нельзя сказать о потерях УВ из сформированных месторождений за все время их существования. Даже в пределах относительно погруженных территорий, каковой является северная часть Тимано-Печорского бассейна (ТПБ), такие потери, безусловно, имеют место, ибо качество флюидоупоров невысокое (карбонатно-глинистые толщи). Подсчитанные нами количества УВ в зонах аккумуляции модельных объектов – как локальных, так и региональных – всегда существенно выше официально принятых геологических запасов этих объектов. Правда, официально

принятые величины отвечают обычно эффективной, а не общей мощности нефтенасыщения в той или иной залежи. Таким образом, опыт показывает, что модельные расчеты аккумулярованных УВ в условиях НГБ древних платформ ориентировочно оценивают верхний, по существу, никогда не достижимый предел ресурсов УВ. И что же? Коль скоро в древних НГБ все дело в консервации УВ, а ее мы количественно оценить не можем с достаточной степенью точности, так стоит ли считать аккумуляцию, если она все равно не дает истинной картины ресурсов УВ? Можно определенно сказать: тем не менее – стоит. Далее в случае каждого конкретного объекта будет показано, что в процессе расчетного моделирования миграции-аккумуляции – наряду с установлением верхней "ресурсной планки" УВ – возникает и, в какой-то мере, решается целый ряд интересных нефтегеологических и геохимических вопросов – как регионального, так и общего характера, на которые ранее внимание обращено не было.

Нами моделировались объекты Тимано-Печорского бассейна (ТПБ) Восточно-европейской платформы (локальные) и Восточно-Сибирского домезозойского мегабассейна (ВСДМ) Сибирской платформы (региональные). В табл. 5.1 приведена сводная "скоростная" и "временная" характеристика промоделированных объектов. Скорости миграции УВ подсчитывались по формуле, приведенной в предыдущих разделах, и нет нужды ее здесь повторять.

Таблица 5.1

**Сводная таблица скоростей миграции УВ и времени формирования
зон их аккумуляции в объектах древних платформ**

Объект				Углы наклона кровли пласта, °	Скорости латерального всплывания УВ, км/млн. лет		Расстояние латеральной миграции УВ, км	Время аккумуля- ции УВ в ЗНГН и залежах
					нефти	газа		
1				2	3	4	5	6
Тимано- Печорский бассейн	Шапкино-Юрьяхинский вал Пашшорская и В. Грубешорская залежи в D ₃ карб.			1-1,5	46-600	-	16-18	100-110 тыс. лет
	Мичаю- Пашнинс- кий вал, Пашнинс- кое место- рождение	залежь в D ₃ карб.	палеоэтап	2,3-6,3	128- 343	-	47,5-50,0	250 тыс. лет
			заключи- тельный этап	3-12	228- 769	-	28-30	104 тыс. лет
		залежи в D ₂₋₃ терр.	палеоэтап	0,5-3,5	190- 827	-	47,5-50,0	96 тыс. лет

1				2	3	4	5	6
			заключи- тельный этап	3,5-7,5	248- 642	-	28-30	72-80 тыс. лет
Восточно- Сибирский мегабассейн	Непско-Ботуобинская антеклиза V ₁₋₂ терр.			< 0,5-1,5	9,5- 472,5	$5,8 \cdot 10^3$ - $311 \cdot 10^3$	130-260	5 млн. лет 4500 лет (газ)
	Ангаро-Ленская ступень V ₁₋₂ терр.			0,05-0,7	3-210	$1,6 \cdot 10^3$ - $135 \cdot 10^3$	60-260	Вост. зона 1-2,5 млн. лет Запад. зона 5-7 млн. лет

В ТПБ, где тектонические структуры более контрастны и углы наклона пластов соответственно больше, скорости миграции нефти также выше, а время формирования зон аккумуляции короче. Скорости миграции газа в девонских объектах ТПБ не приводятся, ибо газ здесь никогда не существовал в свободной форме, а всегда был растворен в "своей" нефти. (Об этом несколько подробнее ниже.)

Далее приводятся основные положения и результаты по конкретным объектам.

Наиболее простой объект моделирования в ТПБ – южная часть Шапкино-Юрьяхинского вала – Пашшорское и Верхнегрубешорское нефтяные месторождения. Основная специфика исследуемого объекта в том, что на семилукско-верхнефранском уровне D₃ эта часть вала пересекается рифогенными образованиями, отделяющими мелководные отложения зарифовых фаций (бедные ОВ) от более глубоководных глинисто-кремнисто-карбонатных, обогащенных ОВ (в среднем до 3,5 %), являющихся источником УВ. Резервуары – рифогенные образования (Пашшорское месторождение) и сами карбонатные доманиковые отложения (Верхнегрубешорское месторождение), то есть резервуар располагается по соседству с нефтегазоматеринским горизонтом, а не над ним. Объект расположен в северной, наиболее погруженной части ТПБ, с поверхности сложенной мезозойскими и четвертичными образованиями. Однако ранее нами было установлено, что процессы

нефтегазогенерации в этой части региона прекратились в конце триаса – до окончания погружений – в связи со снижением теплового потока, поэтому и моделирование процессов миграции-аккумуляции проводилось на указанный "геологический момент" – конец триаса. На рис. 5.20 представлена палеоструктурная карта моделируемого участка – южной части Шапкино-Юрьяхинского вала и прилегающей части Тибейвисской депрессии на конец Т по подошве D_{3zd} .

Вся семилукско-верхнефранская толща состоит из четырех ритмов, каждый из которых включает четыре элемента: риф, шлейф обломочных пород, обогащенные доманикоидные фации и небогащенные фации заполнения, перекрывающие доманикоиды и карбонаты шлейфа и почти выклинивающиеся над рифами (рис. 5.21). Последние и служат флюидоупорами при миграции УВ. Нефтяные залежи располагаются на сирачойском уровне D_{3f}^3 . На конец триаса максимальная глубина подошвы $D_{3sm(dm)}$ в осевой части депрессии – 4100 м, перепад высот до оси вала 1500 м. Ширина зоны аккумуляции УВ 4 - 5 км, длина – до 18 км, площадь нефтегазосбора по $D_{3srč}$ – 398 км². Катагенез ОВ колеблется в диапазоне от MK_4 до MK_2^2 . Масштабы эмиграции для нефтесбора из сирачойских доманикоидов ($D_{3srč}$) 255,0 млн. т; плотности эмиграции – 0,17 - 1,09 млн. т/км². При высокой плотности эмиграции поток свободных УВ при миграции заполняет практически всю

мощность доманикоидного горизонта. Потери при миграции в сирачойском горизонте при мощности 40 м составляют 120 тыс. т/км². При переходе миграционного потока из доманикоидов в "пустой" коллектор происходит следующее: во-первых, "всплывание" по основным каналам, но оно идет не по всей мощности коллектора, а только в соответствии с мощностью миграционного потока (при высокой плотности эмиграции мощность потока равна мощности питающего доманикоида).

После "всплывания" УВ начинается формирование прикровельной зоны нефтенасыщения в коллекторе и так шаг за шагом в соответствии с соотношением поступающих масс УВ и объемом пустотного пространства в коллекторе.

Расчеты показали, что для сирачойского горизонта перемещение масс нефти с нефтесборной площади $D_3sr\dot{c}$ осуществилось в течение 100 - 110 тыс. лет (при максимальной длине "пробега" от оси депрессии до зоны аккумуляции 16 – 18 км). Площадь сирачойской зоны аккумуляции около 65 км², при этом половина находится в зоне доманикоидных отложений (где расположено Верхнегрубешорское месторождение). В этой части зоны оказывается 80 % эмигрировавших УВ, ибо потери во время движения по доманикоидному горизонту невелики. Часть этих УВ уходит вдоль вала на север в более высокоприподнятую Пашшорскую структуру, расположенную в обломочно-рифогенной части зоны, где коллектором

является риф. В эту обломочно-рифогенную часть зоны аккумуляции приходит 40 % эмигрировавших со своего нефтесбора УВ, столько же теряется при путешествии в обломочных и рифогенных отложениях вне зоны аккумуляции. Конечные модельные плотности нефтяных УВ в зоне аккумуляции до 5 млн. т/км² (рис. 5.22, 5.23). Всего в зону аккумуляции попадает порядка половины жидких УВ, эмигрировавших с нефтесбора (малая длина "проплыва", гидрофобная среда доманиковой формации и низкая ее пористость), то есть порядка 125 млн. т. В то же время официально утвержденные запасы карбонатных залежей D₃ обоих указанных месторождений составляют в сумме 1/5 часть указанной величины. Однако, даже по приводимым в официальных таблицах параметрам месторождений (площади нефтеносности, средней мощности пластов, средней открытой пористости) просчитываются величины почти вдвое большие, особенно по Верхнегрубешорскому месторождению. Вероятно, официальные цифры более отражают технико-экономическое состояние месторождений, нежели их геологическую сущность. Тем не менее, даже в этом случае содержащиеся в указанных залежах жидкие УВ будут составлять менее половины того, что когда-то собралось в зоне аккумуляции. Современная площадь залежей вдвое меньше площади зоны аккумуляции.

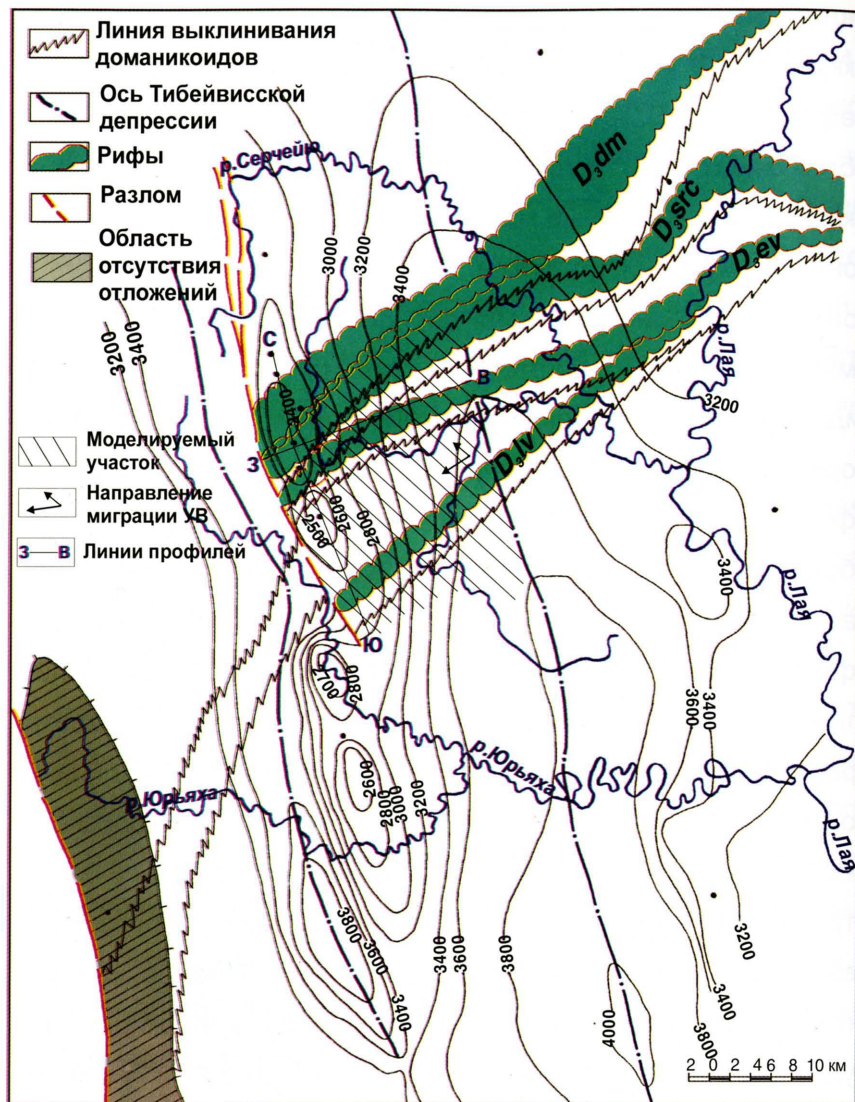


Рис. 5.20. Палеоструктурная карта южной части Шапкино-Юрьяхинского вала и Тибейвисской депрессии (по подошве D_{3zd} на конец Т)

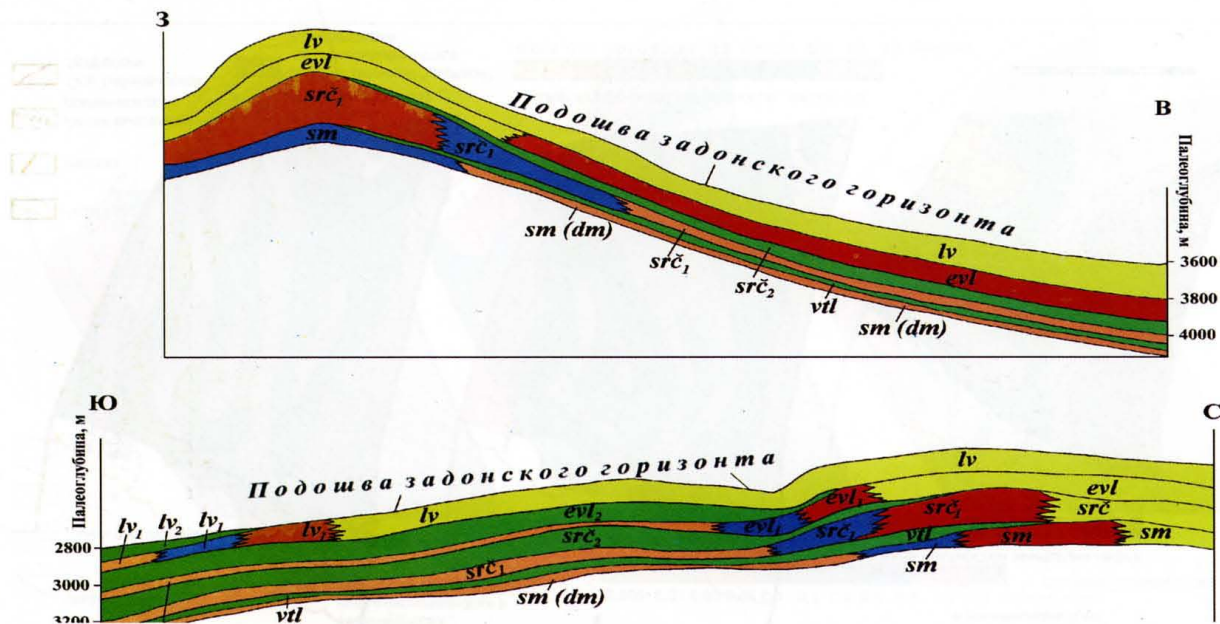


Рис. 5.21. Палеогеологические профили семилукско-верхнефранкских отложений D₃ на конец Т (Шапкино-Юрьяхинский вал ТПБ)

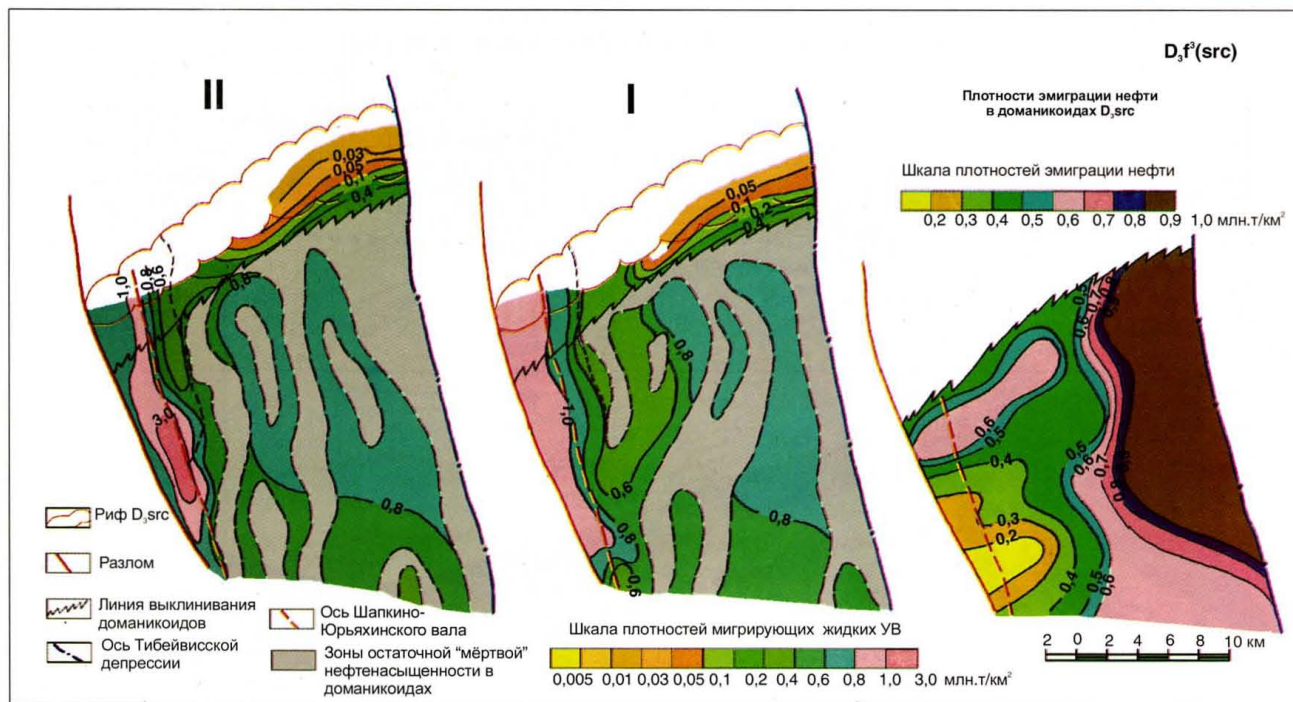


Рис. 5.22. Перемещение масс жидких УВ при миграции и формировании Пашшорского и Верхнегрубешорского месторождений (ТПБ) (каждый этап 0,02 млн. лет)

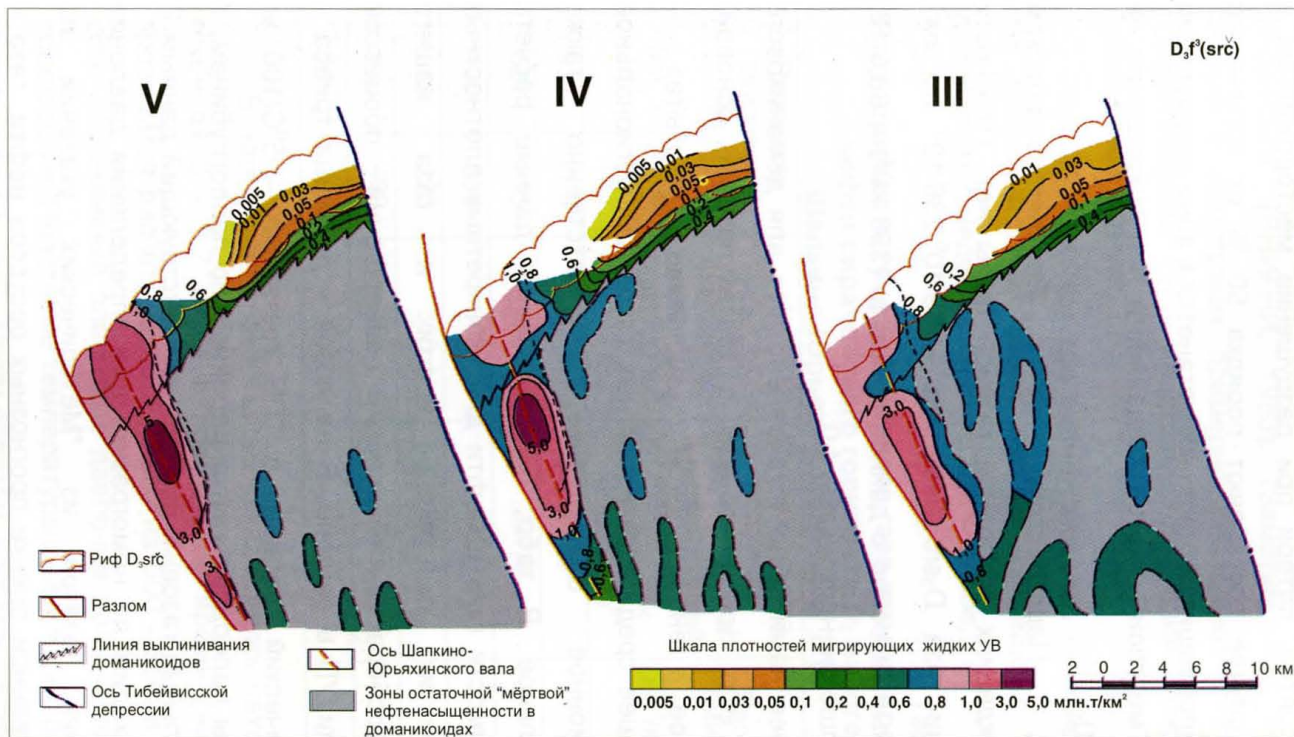


Рис. 5.23. Перемещение масс жидких УВ при миграции и формировании Пашшорского и Верхнегрубешорского месторождений (ТПБ) (каждый этап 0,02 млн. лет)

Вероятно, потери при разрушении месторождений в данном случае составляют порядка 50 % от количества аккумулировавшихся (часть УВ останется в зоне аккумуляции в виде "мертвой" нефтенасыщенности при сокращении ее площади).

На Пашшорском и Верхнегрубешорском месторождениях свободной газовой фазы нет. Плотности генерации газа $D_3sr\check{c}$ невелики – $79 \cdot 10^6$ - $236 \cdot 10^6$ $\text{нм}^3/\text{км}^2$. Суммарный газосбор с данной площади (398 км^2) – $63,6 \cdot 10^9$ нм^3 , отношение нефть/газ – 4,0.

Ранее нами было установлено, что для доманикового ОБ (то есть зоогенного ОБ с тентакулитовой основой) модельное генерационное отношение нефть/газ – наибольшее среди всех известных типов ОБ, региональное эмиграционное соотношение, соответственно также максимальное. В табл. 5.2 приводятся данные расчета растворимости газа в нефти для конкретных плотностных характеристик эмиграции нефти и газа нашего нефтегазосбора для условий завершения процессов генерации УВ в регионе. В палеозое – до конца триаса – геотермический градиент в ТПБ составлял $\sim 5^\circ\text{C}/100 \text{ м}$. Величины палеодавлений определяем по палеоглубинам, а максимальный газовый фактор, соответствующий данным Р и T^0 , находим по номограмме для определения давления насыщения, взятой из "Методических указаний по количественной оценке прогнозных ресурсов нефти, газа и

конденсата" (ВНИГНИ, 1983). (Заметим, что величины, снятые с номограмм примерно совпадают с таковыми, определяемыми по формуле давления насыщения, приводимой в главе 2).

Из табл. 5.2 хорошо видно, что весь генерированный газ растворится в "своей" нефти, да еще с большим дефицитом, с недонасыщением почти вдвое.

Таблица 5.2

Растворимость генерированного газа в эмигрировавшей нефти сирачойского горизонта D₃ на юге Шапкино-Юрьяхинского вала ТПБ

Плотность эмиграции нефти		Газовый фактор при заданных Р и Т ⁰ , м ³ /м ³	Количество газа, способного растворяться в эмигрировавшей нефти при данных Р и Т ⁰ , нм ³ /км ² × 10 ⁶	Плотности эмиграции газа, нм ³ /км ² × 10 ⁶
т/км ² × 10 ³	м ³ /км ² × 10 ³			
931	1102	400	440,8	236
621	735	390	227,0	158
490	580	380	220,0	122
613	725	360	261,0	152
422	499	360	180,0	98
337	339	360	144,0	79

В настоящее время Пашшорская залежь находится на глубинах 3 - 3,2 км, а в предюрское время (на которое проводится расчет) располагалась на 500 - 600 м выше, то есть современные пластовые давления должны превышать предюрские. Пластовые температуры снизились с расчетного времени до 70÷75⁰С. Таким образом, условия растворимости

газа в нефти на данном конкретном участке улучшились, а не ухудшились. И так, вероятно, по всему северу ТПБ, для которого характерна погребенная зональность катагенеза ОВ.

В табл. 5.3 приводится расчет растворимости газа в нефти и сравнение его количества с объемом генерированного газа для всего Тимано-Печорского бассейна в целом по каждому НГМГ в отдельности.

Таблица 5.3

Растворимость генерированного газа в эмигрировавшей нефти НГМГ Тимано-Печорского бассейна

Возраст горизонта	Масштабы эмиграции нефти		Количество газа, способного раствориться в эмигрировавшей нефти при данных Р и T^0 $\text{нм}^3/\text{км}^2 \times 10^6$	Масштабы эмиграции газа, $\text{нм}^3 \times 10^{12}$	Эмиграционное соотношение нефть/газ
	$\tau \times 10^9$	$\text{м}^3 \times 10^9$			
S_1	171,3	202,7	71,7	63,3	2,71
S_2	180,2	213,2	75,5	66,5	2,71
D_1	216,7	256,5	90,8	90,9	2,38
D_2	167,3	198,0	70,1	66,4	2,52
D_{3tm-sr}	109,2	129,2	45,7	44,4	2,46
$D_{3dm(sm)}$	136,4	161,4	57,1	37,4	3,65
$D_{3f^3-C_{1t}}$	274,1	324,4	114,8	77,4	3,54
P_{1ar}	97,2	115,0	40,7	64,8	1,50
P_{1k}	75,2	89,0	31,5	59,7	1,26
ΣPZ	1427,6	1689,5	598,1	570,8	2,50

Из таблицы видно, что в среднем палеозое, где доминирует сапропелевое ОВ, весь генерированный газ мог раствориться в эмигрировавшей нефти, причем в силуре и в

доманиковой формации с большим дефицитом и только в D_3^{tm-sr} и особенно в D_1 количество газа, способного раствориться и генерированного, практически находятся в балансе. Отсюда дефицит газоносности среднепалеозойских комплексов в ТПБ. В пермских НГМГ, где в ОБ велика доля гумуса, эмиграционное соотношение нефть/газ таково, что последнего вполне достаточно для образования свободной фазы.

Описанное явление, проявляющееся по-разному в различных бассейнах и в разное геологическое время, но так или иначе имевшее место при доминировании сапропелевого ОБ в НГМГ, и было названо нами **генетическим дефицитом газа** сапропелевого ОБ.

Другой объект моделирования миграции и аккумуляции УВ в пределах ТПБ несколько более сложен – не столько в структурном отношении, сколько в литолого-фациальном и историко-геологическом. Объект этот – средняя часть Верхне-Печорской впадины (ВПВ) Предуральского прогиба с прилегающей к ней с запада Пашнинской антиклиналью, в пределах которой располагается одноименное месторождение, открытое еще в 1963 - 1964 гг. Месторождение составляют шесть залежей УВ: пять нефтяных и одна газоконденсатная; диапазон нефтегазоносности D_2e-P_1k , снизу вверх:

1. Газоконденсатная залежь в песчаниках нижней части эйфельского яруса D_2 , в койвенском (по новой терминологии)

– печорском) горизонте; песчаники залегают непосредственно на известняках S_1 и перекрываются красноцветными аргиллитами D_{2e} ; современная глубина кровли пласта 3123 м.

2, 3. Две нефтяные залежи в песчаниках старооскольского горизонта D_{2jv} , подстилаемые и разделяемые глинисто-карбонатными темноцветными породами верхней части кедровского и омринского горизонтов D_{2e} и самого старооскольского горизонта D_{2jv} . Современная глубина кровли 2612 м и 2518 м соответственно.

4. Нефтяная залежь в базальных песчаниках D_{3f}^1 , по-старому – пашийского, по-новому – яранского и джьерского горизонтов. Здесь выделяется несколько песчаных горизонтов суммарной мощностью 40 м. Современная глубина кровли верхнего из них 2478 м.

5. Нефтяная залежь в верхнефаменных карбонатах (D_3) с глубиной кровли 1313 м.

6. Нефтяная залежь в кунгурско-артинских карбонатах (P_1); современная глубина кровли 919 м.

Моделировалась аккумуляция УВ в старооскольском и яранско-джьерском горизонтах D_{2jv} - D_{3f}^1 (залежи 2 - 4, как единая залежь, имеющая общий ВНК), а также в карбонатах D_{3fm} (залежь 5). На основе проведенного детального моделирования приведем здесь только основные исходные данные и результаты моделирования.

В качестве материнских питающих горизонтов для "сводной" залежи рассматриваются, в первую очередь, верхнекедровско-омринские карбонатно-глинистые пачки D_{2e} и аргиллиты колвинского горизонта D_{2jv} , а также аргиллиты тиманского горизонта D_{3f}^1 , являющиеся для данной залежи флюидоупором. Для фаменских карбонатов материнской является обогащенная ОВ доманиковая формация s.lato, причем в пределах самой Пашнинской антиклинали доманиковая формация в семилукско-нижнезадонском возрастном объеме подстилает карбонатный резервуар. К востоку, уже в пределах Верхне-Печорской впадины фаменские карбонаты замещаются доманикоидами, таким образом фаменская залежь имела как нижнее, так и боковое питание. К питающим фаменскую залежь можно отнести и подстилающие доманиковую формацию глинистые карбонаты саргаевского горизонта (D_{3sr}).

Особенностью данного моделируемого участка является чрезвычайно широкий диапазон катагенеза ОВ ($МК_1$ - $АК_2$) на расстоянии менее 50 км, что определилось глубокими погружениями в осевой части ВПВ во время формирования Предуральского предгорного прогиба (поздняя пермь). На рис. 5.24 представлена структурная характеристика моделируемого участка (карта по подошве D_{3dm}), а на рис. 5.25 – карта катагенеза ОВ в подошве этих отложений.

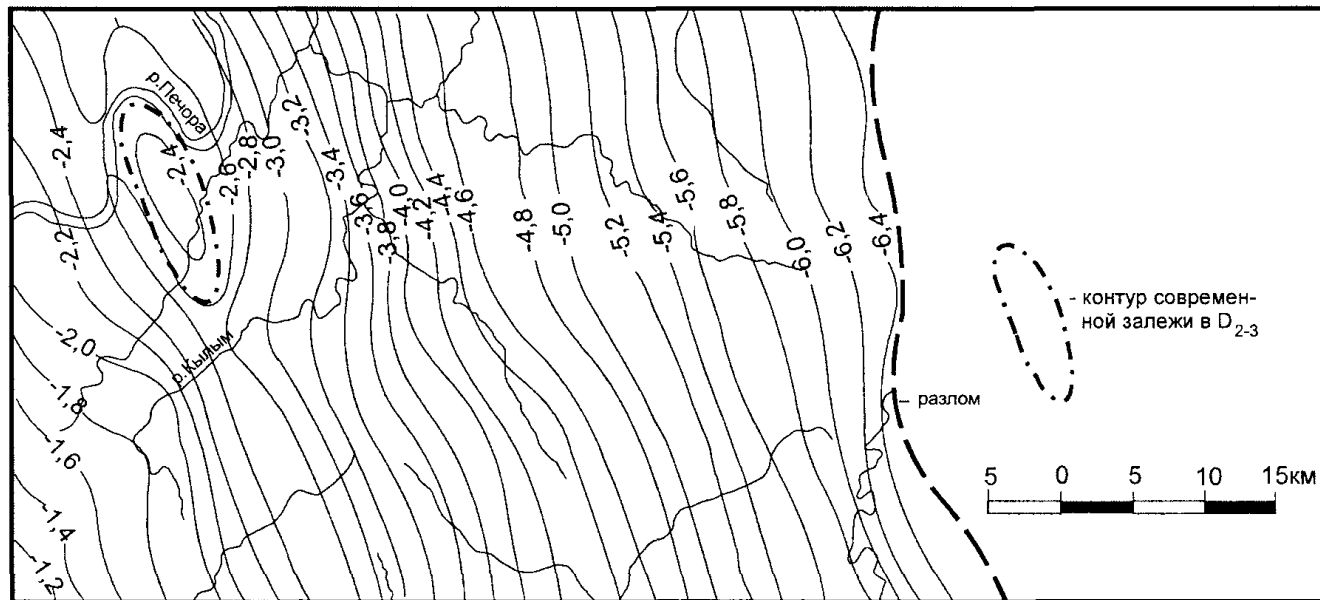


Рис. 5.24. Структурная карта по подошве D_{3dm}

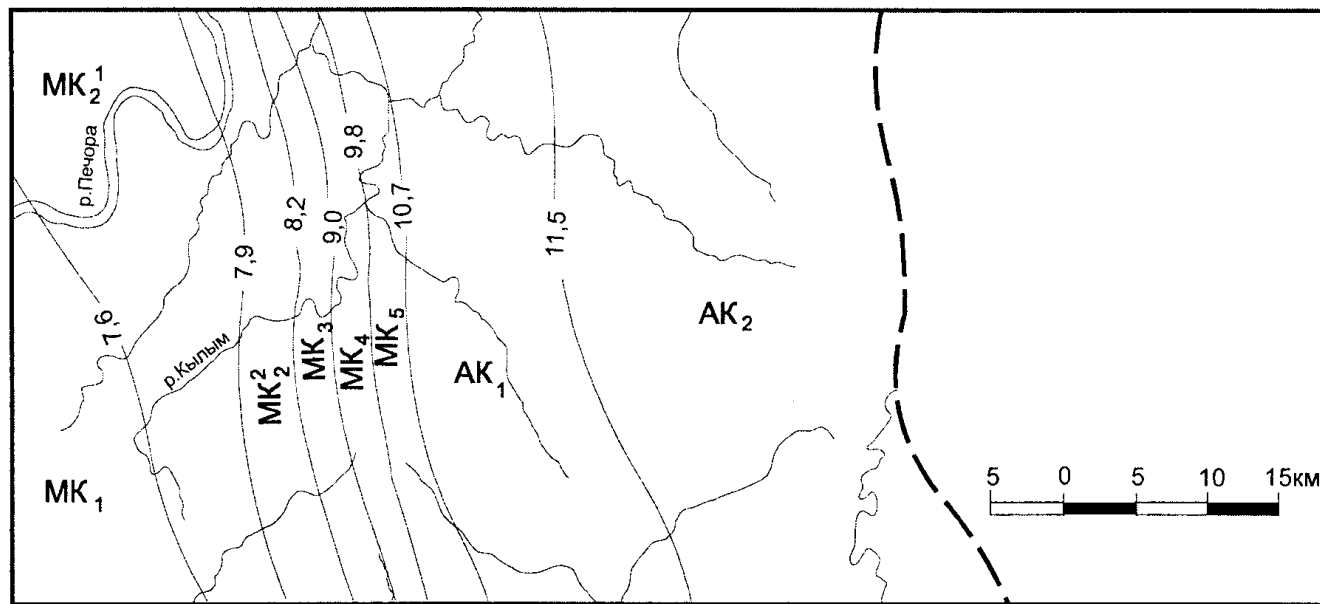


Рис. 5.25. Карта катагенеза ОВ в подошве отложений D₃dm

Столь широкий диапазон катагенеза определил необходимость моделирования процессов миграции и аккумуляции УВ в два этапа: на конец P_1 и на момент окончания погружений (T_3). Естественно, при этом – для каждого этапа отдельно определялись (и картировались) катагенез ОВ, генерация–эмиграция УВ, особенности коллекторских свойств резервуаров.

Окончательные результаты моделирования по двум этапам для обоих резервуаров – терригенного D_{2-3} и карбонатного D_3 представлены в табл. 5.4, 5.5 и на рис. 5.26, 5.27.

Таблица 5.4

Баланс расхода жидких УВ, эмигрировавших из терригенных (глинистых) НГМГ D_{2-3} в песчаные резервуары $D_{2IV}-D_3f^1$ Пашнинского месторождения Тимано-Печорского бассейна

Статья расхода	Количество	
	млн. т	%
В зоне аккумуляции	562,0	22,0
Потери на всплытие	807,0	31,6
Латеральные потери	568,0	22,3
Миграция на запад	85,0	3,4
Миграция вверх по зонам трещиноватости при исчезновении гранулярного коллектора и "мертвая" нефтенасыщенность в этой зоне	528,0	20,7
Итого	2550,0	100,0

Таблица 5.5

**Баланс расхода жидких УВ, эмигрировавших
из доманиковой формации D₃ в карбонатный резервуар
D₃ Пашнинского месторождения
Тимано-Печорского бассейна**

Статья расхода	Количество	
	млн. т	%
В зоне аккумуляции	505,0	11,9
Потери на всплывание	2124,0	49,9
Латеральные потери	756,0	17,8
Миграция вверх по зонам трещиноватости при исчезновении флюидоупора	870,0	20,4
Итого	4255,0	100,0

Следует подчеркнуть, что еще одной особенностью рассматриваемого района является чрезвычайно большая мощность резервуаров, особенно карбонатного (до 250 м – D₂₋₃; до 860 м – D₃), что обусловило максимальные потери жидких УВ на всплывание при создании прикровельной зоны нефтенасыщения (31,6 % в терригенном резервуаре D₂₋₃ и 49,9 % в карбонатном резервуаре D₃fm – табл. 5.4, 5.5).

Итак, после окончания погружений в Верхне-Печорской впадине в зонах аккумуляции терригенного и карбонатного девона, то есть в палеозалежах Пашнинского месторождения, примерно на начало юры оказалось суммарно порядка 1 млрд. т жидких УВ (1067 млн. т), что составляет 15,7 % (коэффициент аккумуляции) от суммарных масштабов эмиграции (6,8 млрд. т).



Рис. 5.26. Карта зоны аккумуляции жидких УВ и плотностей остаточной мертвой нефтенасыщенности в песчаном резервуаре $D_2 \text{ st}-D_3 \text{ dj}$ в пределах нефтегазосборной площади Пашнинского месторождения после завершения погружений и генерации-эмиграции УВ



Рис. 5.27. Карта зоны аккумуляции жидких УВ и плотностей остаточной мертвой нефтенасыщенности в карбонатном резервуаре D_3fm в пределах нефтегазосборной площади Пашнинского месторождения после завершения погружений и генерации-эмиграции УВ

В то же время суммарные начальные геологические запасы залежей терригенного девона, верхнего фамена и нижней перми (в последней нет своего питающего источника) почти в 10 раз меньше. Площадь зоны аккумуляции терригенного девона 60 км^2 , а площадь современной залежи $\sim 46 \text{ км}^2$; в верхнем фамене соотношение площадей палеоаккумуляции и современной залежи еще контрастнее – 50 км^2 и 14 км^2 соответственно. Мы можем подсчитать потери жидких УВ, во-первых, на пути от D_3 к P_1 (потери на всплывание) и потери на остаточную нефтенасыщенность при сокращении площади залежей и мощности нефтенасыщения, а также потери при "разубоживании" залежей терригенного девона в промежуточной карбонатной толще между залежами D_{3jr-dj} и D_{3fm} .

В залежах терригенного девона суммарная мощность общей нефтенасыщенности 87 м (против 96 м в зоне аккумуляции на конец погружений); площадь нефтенасыщения при этом сократилась на 14 км^2 (60 минус 46). Таким образом, на площади 14 км^2 остаточная нефтенасыщенность будет охватывать все 96 м бывшего насыщения, а на площади залежи – 9 м (96 минус 87). В результате суммарные латеральные потери при "разубоживании" залежей терригенного девона будут измеряться величиной ~ 57 млн. т жидких УВ. В карбонатной фаменской толще ниже залежи после двух этапов эмиграции и формирования зоны аккумуляции осталось 385 м, не

затронутых миграцией: при 860 м мощности толщи 114 м – зона аккумуляции и 361 м – суммарная критическая мощность двух этапов, где трещины заполнены "остаточной" нефтью. На заполнение этих "свободных" 385 м должно было быть потрачено ~ 118 млн. т жидких УВ. Сумма подсчитанных потерь залежи D_{2-3} – 175 млн. т.

В карбонатной залежи D_3fm^2 при сокращении площади от 50 км² до 14 км² и мощности от 114 м до 15 м потери на мертвую нефтенасыщенность составят 182 млн. т.

На пути от фаменской залежи к нижней перми (394 м) потери на всплывание измеряются величиной порядка 100 млн. т. Итак, все вышеперечисленные подсчитанные потери в сумме равны $175 + 282 = 457$ млн. т; еще ~ 108 млн. т начальных запасов – 565 млн. т.

А где же еще полмиллиарда из суммарных аккумулированных жидких УВ? Во-первых, приводимые в Балансовых таблицах геологические запасы являются "эффективными" запасами и несут печать и "технологичности", и "экономичности", то есть не являются в строгом смысле геологическими. В этих упомянутых таблицах приводится – по каждой залежи – мощность не только общей, но и эффективной нефтенасыщенности, и иногда эти величины сильно разнятся. Так, в верхней части старооскольской залежи (D_2) общая мощность нефтенасыщения 40 м, а эффективная – 7,14 м; то есть на самом деле "геологические запасы" (все начальное

количество нефти в залежах) больше официально принятых. Во-вторых, при подсчете потерь на всплывание величину трещинной пористости мы принимаем – как обычно в наших эмиграционных моделях – равной 0,02. Но эта трещинная пористость пород, а внутри формации в целом объем пустого пространства в трещинах может быть и намного больше, особенно в эпохи растяжения (триас, ранний мел, поздний палеоген, плиоцен – четвертичное время). Если величину трещинной пористости принять за 0,06, то сумма потерь на всплывание между залежами будет не 218 (118 + 100) млн. т, а в 3 раза больше – порядка 660 млн. т, а общая сумма потерь составит около 900 млн. т. При указанном подходе баланс "статей расхода" жидких УВ будет близок к сведению. Надо сказать, что если потери аккумуляции нефти мы более или менее научились подсчитывать и выработали для этого определенные правила, то для относительно достоверного подсчета потерь консервации необходима конкретная информация по распределению вторичной битуминозности по всему разрезу изучаемого месторождения, чем для Пашнинского участка мы, к сожалению, не располагаем. Если средний коэффициент аккумуляции для нефтяных залежей Пашнинского месторождения достаточно высок (15,7 %) – вследствие высокой продуктивности НГМГ, - несмотря на большую мощность резервуаров, где велики потери, то коэффициент сохранности, представляющий собой величину того же порядка (10 – 15 %), для этой категории величин,

конечно же, очень мал. В данном случае определяющую роль играет низкое качество карбонатно-глинистых флюидоупоров D_3f^{1-2} и C_1 – это с одной стороны; с другой – положение Пашнинской антиклинали в зоне региональной флексуры на сочленении Предуральского прогиба и ступеней Ижма-Печорской впадины способствовало развитию трещиноватости и снижало сохранность залежей.

Выбор объектов моделирования процессов миграции и аккумуляции УВ в отложениях венда (и кембрия) Сибирской платформы с одной стороны не прост, с другой – весьма ограничен по ряду причин. Во-первых, в регионе практически не известны локальные поднятия (в том числе и нефте- и газосодержащие), образование которых было бы синхронно процессам нефте- и газообразования, либо предшествовало им. Отсюда следует, что формирование отдельных залежей в антиклиналях, как правило, моложе своих региональных зон нефтегазонакопления. Отдельные залежи в литологических ловушках также обычно оформлялись несколько позднее самой зоны вследствие тех или иных изменений коллекторских свойств. Таким образом, в силу историко-геологической специфики региона формирование зон нефтегазонакопления предшествовало формированию отдельных залежей, то есть не залежи (месторождения) объединялись в зоны, а зоны "дробились" на залежи. В связи с этим, в данном регионе более и менее надежно промоделировать процессы генерации, миграции и

аккумуляции УВ можно лишь в пределах регионального, в крайнем случае, субрегионального объекта. С другой стороны, таких региональных объектов с уже открытыми промышленными залежами УВ в домезозойском мегабассейне Сибирской платформы не так уж много, а по существу совсем мало – всего 4 и все они расположены на юге платформы: 1 – Непско-Ботуобинская антеклиза (НБА); 2 – Ангари-Ленская ступень (АЛС); 3 – Катангская седловина; 4 – Байкитская антеклиза. (Принципиально объектами регионального моделирования генерации, миграции и аккумуляции УВ могли бы служить также Анабаро-Оленекская антеклиза, северный склон Алданской антеклизы с их залежами битумов в гипергенной зоне, а также Курейско-Летнинский вал западного обрамления платформы с полупромышленными и непромышленными залежами УВ; однако эти объекты можно рассматривать как резерв будущего количественного изучения).

Нами моделировались первые два из вышеперечисленных. Здесь даются лишь краткие сведения о них, приводятся результаты моделирования и рассматриваются некоторые нефтегеологические следствия. Начнем с Ангари-Ленской ступени, как относительно более простого объекта.

В настоящее время регион представляет собой действительно ступень – между поднятыми и выведенными на поверхность байкальскими (рифейскими) складчатыми

сооружениями на востоке и погруженной Саяно-Енисейской синеклизой на западе. Более точно – вся региональная структура представляет собой амфитеатр (как обычно исторически и называлась), ибо с юго-запада ограничена приподнятыми складчатыми сооружениями Восточного Саяна (также байкальского возраста).

Байкало-Вилуйский прогиб в современной структуре данного региона практически не выражен (в отличие от юго-восточного подножия НБА, где сохранились реликтовые впадины – Нюйско-Джербинская и др., выполненные отложениями ордовика) и фиксируется лишь повышенными мощностями нижнего и верхнего венда на моноклинали склона Байкальского складчатого сооружения. С поверхности регион складывается формациями верхнего кембрия и ордовика, у складчатых сооружений – рифея, венда, нижнего кембрия. Однако региональный историко-геологический анализ позволяет заключить, что эпохой максимального погружения в пределах АЛС был конец позднего силура – начало раннего девона.

В отличие от НБА, где ныне сосредоточена основная открытая нефтегазоносность домезозойского мегабассейна Сибирской платформы, в пределах АЛС промышленных месторождений всего три (и все они газоконденсатные): Атовское, Братское, Ковыктинское. Кроме того, на данной территории получены довольно многочисленные притоки – промышленные в отдельных скважинах, полупромышленные

и непромышленные – газа, газа с конденсатом, реже нефти в терригенных отложениях венда и – особенно – в вышележащих карбонатных отложениях нижнекембрийской соленосно-карбонатной формации (осинский, балыхтинский, христофоровский, атовский, биркинский, бильчирский, келорский горизонты). Из терригенных отложений венда – боханского, шамановского и особенно парфеновского горизонта получены притоки газа, либо газа с конденсатом и только на Чорской площади получен небольшой приток легкой нефти из непской свиты. Из карбонатных горизонтов получены – наряду с газом и конденсатом – более многочисленные притоки легких конденсатоподобных нефтей. Надо сказать, что региональное размещение проявлений УВ отражает не только и, может быть, не столько истинную картину, сколько степень разбуренности региона; хотя можно все-таки констатировать, что проявления УВ в целом тяготеют к центральному палеосводу, а также к Братскому валу.

Атовское и Братское месторождения приурочены к антиклиналям, причем первое связано с единственно известной конседиментационной ловушкой вендского времени (в северном Атовском куполе V_{2prf} ложится на фундамент, а непская свита V_2 отсутствует). Ковыктинское газоконденсатное месторождение было открыто в 1987 г.; по запасам оно является крупным и приурочено к литологической ловушке на моноклинали; ловушка связана с

вариациями коллекторских свойств парфеновского горизонта V_2 .

Итак, в пределах исследуемой территории три промышленных газоконденсатных месторождения. Однако, наличие в продуктивных парфеновских песчаниках твердых нерастворимых керитов асфальтенитового ряда свидетельствует о том, что ранее залежи были нефтяными. Региональное присутствие нерастворимых битумов-асфальтенитов в песчаных резервуарах венда АЛС – также свидетельство региональной палеонефтеносности того или иного масштаба.

В отличие от НБА, в пределах АЛС весь комплекс вендских отложений является терригенным. Отложения нижнего венда (ушаковской свиты) в срединной части региона отсутствуют. Отложения и нижнего, и верхнего венда наибольшую мощность имеют в Прибайкалье; здесь же они обладают наибольшей глинистостью и максимальной сероцветностью (красноцветы отсутствуют полностью). Красноцветность разреза – как глинистых, так и обломочных разностей – постепенно возрастает в западном направлении и у западной границы региона становится сплошной, т.е. пласты нефтегазоматеринских пород исчезают совсем.

В отложениях верхнего венда – непской и тирской свит – здесь так же, как и в пределах НБА, можно проследить три песчаных горизонта-резервуара: боханский (базальный), шамановский (средний) и парфеновский (верхний, в

основании тирской свиты). Процессы миграции и аккумуляции УВ моделировались в парфеновском горизонте V_2 , как наиболее продуктивном.

Катагенез ОВ в нефтегазоматеринских глинистых горизонтах (пачки V_{2np} и V_{2tr}) распределяется по площади АЛС следующим образом: центральную часть Прибайкальского палеопрогиба занимает градация $МК_5$ (глубже палеостратоизобаты 4,1 км), борта – $МК_4$; эти же градации на северо-западном борту Саяно-Енисейской синеклизы; большая часть площади АЛС соответствует градации $МК_3$ (выше палеостратоизобаты 3,8 км); в Присянье картируется градация $МК_2^2$ (выше 3,2 км).

Рассчитанная картина аккумуляции жидких УВ такова: на востоке располагается "фантомная" (ныне эродированная) Прибайкальская зона аккумуляции шириной 20 - 30 км и плотностью жидких УВ от более 400 до менее 200 тыс. т/км² (конкретно 140 - 480 тыс. т/км²), при этом максимальная величина – при полном насыщении резервуара мощностью 15 м. Реликты этой зоны обнаруживаются в насыщении песчаников асфальтенидами, которые иногда встречаются в Прибайкалье (правда, песчаники не V_{2prf} , а V_1). Поскольку мы не знаем, насколько далеко простиралась зона в восточном направлении, выскажем "вольную" гипотезу о том, что нефтепроявления забайкальских грабенов генетически могут быть связаны с вендом просевшей центральной части эродированного впоследствии гипотетического Байкальского

свода, сменявшего на востоке Прибайкальский прогиб. Суммарно в Прибайкальской зоне аккумуляции было сосредоточено 4,15 млрд. т нефти; латеральные потери составили 1,10 млрд. т. Плотность "мертвой" нефтенасыщенности в тальвеге Прибайкальского прогиба колеблется в интервале 20 - 40 тыс. т/км².

В Иркутском Присяянье плотность жидких УВ в зоне аккумуляции 300 - 400 тыс. т/км², ширина зоны не более 20 км. Реликт этой зоны – проявление твердых битумов р. Урик, где довольно обильное насыщение твердыми битумами – оксикеритами (?) связано с аналогом V_{2prf} . Ширина зоны аккумуляции, в пределах центрального палеосвода 100 - 180 км, плотности аккумулированных жидких УВ изменяются от менее 20 тыс. т/км² (на западе) до более 300 тыс. т/км² (в приосевой части и на восточном склоне). Плотности "мертвой" нефтенасыщенности на западе составляют менее 7 тыс. т/км². Всего в западной зоне аккумуляции (на палеосводе и в Присяянье) через 5 млн. лет сосредоточилось 7,21 млрд. т жидких УВ, латеральные потери составили 1,80 млрд. т. В табл. 5.6 приводится баланс "расхода" жидких УВ (нефти), поступивших в резервуар V_{2prf} .

Из 7,21 млрд. т жидких УВ западной зоны аккумуляции сколько то еще утрачивается на латеральные потери при "подтягивании" УВ к осевой зоне палеосвода (порядка 1 млрд. т), примерно столько же (или чуть больше) "погибает" в Присяянской зоне гипергенеза. Остается примерно

5 млрд. т нефти. Это не так много на всю территорию АЛС (200 тыс. км²), но и не так мало.

Однако, где они?

Таблица 5.6

Баланс расхода нефти, поступившей в резервуар V_{2prf}

Статья расхода	Зоны аккумуляции				Всего	
	Западная		Восточная			
	млрд. т	%	млрд. т	%	млрд. т	%
УВ в зоне аккумуляции	7,21	55,68	4,15	58,20	11,36	56,57
Латеральные потери УВ	1,80	13,90	1,10	15,43	2,90	14,44
Потери УВ на всплывание	3,94	30,42	1,88	26,37	5,82	28,99
Сумма эмигрировавших УВ, поступивших в V _{2prf}	12,95	100,00	7,13	100,00	20,08	100,00

В таблице 5.7 приводится баланс расхода генерированного газа, поступившего в парфеновский резервуар V₂.

Итак, в результате окончательного формирования зоны аккумуляции в районе центрального палеосвода в ней должно было сосредоточиться порядка 5 млрд. т газонасыщенной нефти и примерно 150 млрд. нм³ газа.

Таблица 5.7

Баланс расхода газа, поступившего в резервуар V_{2prf}

Статьи расхода		Зоны аккумуляции				Всего	
		Западная		Восточная			
		трлн. нм ³	%	трлн. нм ³	%	трлн. нм ³	%
Потери газа	На растворение при всплывании к прикров. зоне нефти	0,61	14,66	0,20	8,58	0,81	12,48
	На растворение при латеральной миграции	0,15	3,61	0,15	6,44	0,30	4,62
	На растворение в зоне аккумуляции	3,24	77,88	1,98	84,98	5,22	80,43
Свободный газ в зоне аккумуляции		0,16	3,85	-	-	0,16	2,47
Сумма газ. УВ, поступившие в V _{2prf}		4,16	100,00	2,33	100,00	6,49	100,00

Но это формальный модельный расчет на время формирования зоны, что было реализовано много миллионов лет назад.

В настоящее время мы имеем в регионе три газоконденсатных месторождения – именно в V_2prf – с суммарными запасами газа 352 млрд. nm^3 , около 97 % из них приходится на Ковыктинское месторождение. Очень крупное Ковыктинское и мелкое (2 млрд. nm^3) Атовское месторождения расположены в пределах рассчитанной зоны аккумуляции нефти, причем в ареале наиболее высоких плотностей. В то же время Братское газоконденсатное месторождение с запасами газа 10 млрд. nm^3 расположено далеко за пределами парфеновской зоны аккумуляции, более того – возле нулевой изолинии плотностей прикровельной зоны нефтенасыщения коллектора. На этом участке происходит выклинивание НГМГ V_2tr , а через 50 - 60 км к западу исчезает и НГМГ V_2pr (обе свиты становятся красноцветными). Отложения V_1 здесь также красноцветные и не содержат НГМГ. Поток УВ с востока не возможен по структурным (и палеоструктурным) соображениям; таким образом вендский источник УВ для Братского месторождения исключен. В структурно-тектоническом отношении это месторождение располагается по существу уже за пределами Ангаро-Ленской ступени – на восточном (северо-восточном) борту Саяно-Енисейской синеклизы. Источником УВ Братского месторождения могли служить либо

карбонатные отложения даниловского горизонта Є_1 , перекрывающего V_{2tr} (непосредственно к СЗ от границы исследуемого региона на Ковинской площади был получен небольшой приток легкой нефти из даниловских отложений), либо рифейские обогащенные ОВ горизонты, аналогичные таковым Катангской седловины (при условии отсутствия катагенетического несогласия на границе рифей/венд). Таким образом можно совершенно определенно говорить, что Братское месторождение генетически не связано с Ангаро-Ленской ступенью, что мы предполагали и ранее. Интересно отметить, что в Братской залежи при наибольшей глубине (и палеоглубине) – среди трех упомянутых – и наибольшее содержание тяжелых УВ в газе (7,4 %) и наибольший конденсатный фактор (130,8 г/м³).

Но вернемся к Ангаро-Ленской ступени. Выше уже говорилось, что за исключением узкой полосы Присяянья, где катагенез ОВ в V_2 соответствует градации МК_2^2 , на остальной территории АЛС отложения V_2 находятся в зоне катагенеза МК_3 - МК_5 , т.е. глубже "нефтяного окна", в пределах главной зоны газообразования (ГЗГ). Из нефтегеологической практики известно, что "нормальные" нефти в редчайших случаях встречаются глубже градации МК_3 , да и в зоне МК_3 нефтяные залежи не часты. Ранее мы предполагали, что эта зона градаций МК_3 - МК_5 , генетически отвечающая ГЗГ, представляет собой зону вытеснения нефти газом. Вероятно, это справедливо в случаях, когда генерация газа

превосходит генерацию нефти, или – по крайней мере – генерация обеих фаз УВ равновелика – в случае смешанного типа ОВ, либо когда ниже НГМГ с чисто сапропелевым типом ОВ залегает горизонт с существенно гумусовым ОВ (например, "тандем" баженовская и тюменская свиты Западной Сибири). В случае же сапропелевого, или даже оксисорбосапропелевого ОВ (что имеет место в нашей ситуации) явление генетического дефицита газа не позволяет осуществиться процессу непосредственного вытеснения нефти газом, так как подавляющая часть газа растворится в собственной нефти. Так что же с нефтью АЛС? Еще раз напомним и подчеркнем, что нефть в парфеновских (и не только в парфеновских) песчаниках была, о чем свидетельствует практически повсеместная асфальтенизация песчаников. Выше отмечалось, что наряду с вышеперечисленными газоконденсатными месторождениями в регионе наблюдаются многочисленные притоки газа, газа с конденсатом и легкой нефти, как в терригенных отложениях V_2 , так и – особенно – в вышезалегающих карбонатных отложениях G_1 .

Отметим также следующий весьма любопытный факт: газы терригенного комплекса V_2 АЛС являются самыми "сухими", а газы карбонатных отложений G_1 АЛС самыми "жирными" среди всех газов домезозойского мегабассейна Сибирской платформы, то есть газы терригенного и карбонатного комплексов АЛС (в отличие, скажем, от НБА)

имеют между собой мало сходства. С учетом вышесказанного история нефти и газа терригенного комплекса венда АЛС представляется нам на сей момент следующим образом. После образования зоны аккумуляции нефти во время ГФГ газ, несущий также легкие жидкие УВ, при поступлении в зону аккумуляции вызвал глубокую деасфальтенизацию нефти (с количественной точки зрения механизм универсального природного процесса деасфальтенизации нефтей и битумоидов еще далеко не ясен и это вопрос отдельного исследования), а сам в подавляющей своей части растворился в этой облегченной нефти. Эта облегченная нефть со своим газом с одной стороны медленно мигрировала на север, в сторону Усть-Кут-Непского свода, куда происходит очень пологий подъем, с другой стороны в кратковременные эпохи растяжения (когда открываются трещины) она "перебирается" вверх, в карбонатные горизонты G_1 , - отсюда в G_1 "чересчур" легкие нефти, несвойственные карбонатным отложениям. При перемещении вверх давление снижается и свободного газа становится больше; последующий общий подъем территории также увеличивает долю свободного газа. Поступившая в карбонаты нефть в какой-то мере рассредоточивается в них, частично осерняется и утяжеляется (отсюда высокий вторичный битуминозный фон и наличие относительно тяжелых вторичных битумов наряду с легкими). В это же время в песчаные резервуары V_2 , в том числе в V_{2prf} ,

поступали новые порции газа из зоны апокатагенеза Прибайкальского прогиба; здесь в зоне АК находились достаточно мощные (до 500 м и более) темноцветные отложения V_1 . Газы зоны АК более "сухие", нежели таковые вышезалегающих зон с менее преобразованным ОБ. Отсюда и наибольшая "сухость" газов терригенного венда АЛС. Этот вопрос можно было бы прояснить при количественной оценке генерационно-миграционных способностей V_1 АЛС.

Наиболее интересный и сложный объект моделирования процессов миграции-аккумуляции УВ в пределах Восточно-Сибирского домезозойского мегабассейна – Непско-Ботуобинская антеклиз (НБА). В этом регионе общей площадью 200 тыс. км² в настоящее время открыто 23 залежи в терригенных резервуарах V_2 и 9 залежей в карбонатных резервуарах G_1 , при этом только в трех месторождениях промышленные залежи содержатся лишь в карбонатах кембрия (при отсутствии таковых в венде), остальные же кембрийские залежи располагаются над вендскими терригенными залежами. По составу УВ практически все залежи (кроме одной небольшой нефтяной) полифазны; по масштабу – от мелких до уникальных; по типу – как литологические, так и структурные, но все осложнены дизъюнктивами. Нефтегазоматеринские горизонты (НГМГ) – глинистые и глинисто-карбонатные отложения V_2 (и частично V_1), как на южном склоне НБА, так и в прилегавшем с юга Байкало-Вилуйском прогибе, то есть миграция УВ должна

была происходить от тальвега прогиба вверх по склону НБА. Уже упоминалось, что в настоящее время от Байкало-Вилуйского прогиба сохранились лишь реликты, южный склон НБА также испытал значительный подъем; мощность размытых отложений в регионе $0,8 \div 4,0$ км. В связи с этим была произведена реставрация структурного облика региона на момент окончания погружений, т.е. на момент завершения в его недрах процессов нефте- и газообразования и начала активного развития процессов миграции (конец D_1). В пределах НБА терригенный венд – два макроритма непской свиты, в основании которых песчаные горизонты: талахский (нижний), залегающий на кристаллическом фундаменте, и хамакинский (верхний). Венчает терригенную толщу V_2 ботубинский песчаный горизонт, залегающий в основании глинисто-доломитовой тирской свиты V_2 , также являющейся НГМГ. Миграция и аккумуляция УВ в трех вышеназванных песчаных горизонтах и явилась объектом расчетного моделирования. Моделируемой зоной аккумуляции УВ явилась зона выклинивания песчаных резервуаров вблизи палеооси НБА. В БВП под талахским горизонтом залегают терригенная толща невыдержанной мощности (V_1), также содержащая пачки, генерировавшие УВ.

Катагенез ОБ в вендских НГМГ в пределах развития песчаных резервуаров изменяется в диапазоне градаций от $МК^1_2$ до начала $МК_5$. Суммарные масштабы эмиграции УВ из НГМГ, дренируемых данными песчаными резервуарами,

составили: жидких УВ – $109,8 \cdot 10^9$ т; газообразных УВ – $41,9 \cdot 10^{12}$ м^3 .

В табл. 5.8 представлены результаты моделирования миграции и аккумуляции жидких УВ суммарно по трем песчаным горизонтам. Таблица показывает, как распределились статьи расхода эмигрировавшей нефти в процессе ее перемещения по резервуарам.

Таблица 5.8

**Баланс расхода жидких УВ, эмигрировавших из НГМГ V_{1,2}
Непско-Ботуобинской антеклизы
и Байкало-Вилуйского прогиба**

Статья расхода		Количество	
		млрд. т	%
В зоне аккумуляции		33,8	30,8
Потери	На заполнение пор в алевролитах и тонких пропластках песчаников	11,0	10,0
	На всплывание в резервуарах по трещинам	13,7	12,5
	На латеральную миграцию в прикровельной зоне резервуаров	51,3	46,7
Итого (масштабы эмиграции)		109,8	100,0

Поскольку резервуары НБА имеют либо небольшую, либо умеренную мощность, а расстояние латеральной миграции нефти велико (до 200 км и более), около половины ее эмигрировавшего количества расходуется на латеральные

потери, а на всплывание к кровле коллектора – немногим более 10%. (Вспомним диаметрально противоположную ситуацию в объектах ТПБ.) Коэффициент аккумуляции в данном случае составил 30,8 %. Почти все современные залежи нефти, большинство из которых имеют ту или иную степень структурного контроля, расположены либо в пределах самой "литологической" зоны палеоаккумуляции, либо в непосредственном соседстве с нею (рис. 5.28 – 5.30).

Суммарные ныне открытые запасы нефти в песчаных резервуарах V_2 и в расположенных над ними карбонатных резервуарах G_1 составляют около 10 % ее количества, накопившегося в зоне аккумуляции. Однако считать, что 90 % запасов нефти данной зоны еще не открыто, было бы неверным. Несмотря на то, что коэффициент аккумуляции нефти оказался весьма высоким, - ибо основная миграция ее происходила в относительно спокойной тектонической обстановке в конце раннего – начале среднего палеозоя, - уже в самой зоне аккумуляции начали происходить ее существенные потери, что было обусловлено последующими тектоническими перестройками, начиная со среднего девона и – с небольшими "остановками", - по существу, доныне. Но тем не менее, с большой долей вероятности можно утверждать, что и не 10 % нефти сохранилось от смоделированной зоны палеоаккумуляции, а по крайней мере вдвое-втрое больше. Отсюда вытекают региональные прогностические следствия, но это отдельная проблема.

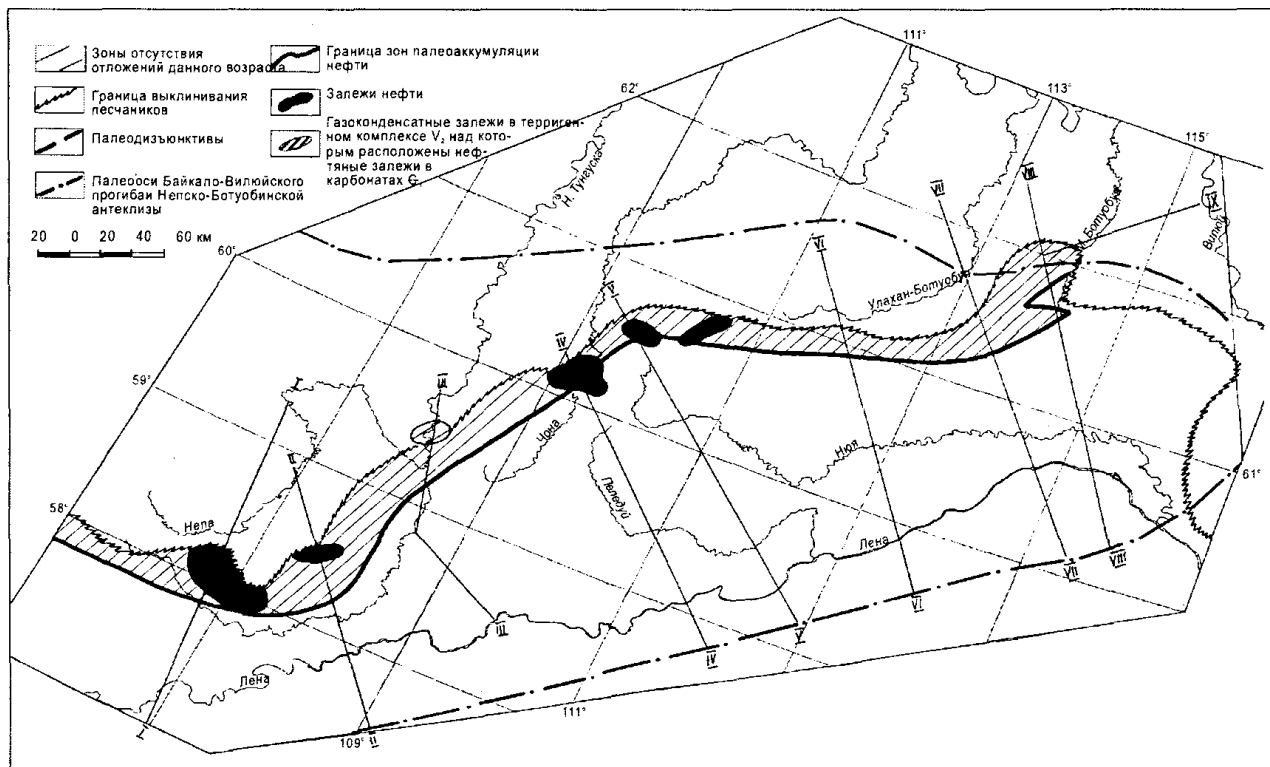


Рис. 5.28. Положение зоны палеоаккумуляции и современных залежей нефти в талахском горизонте

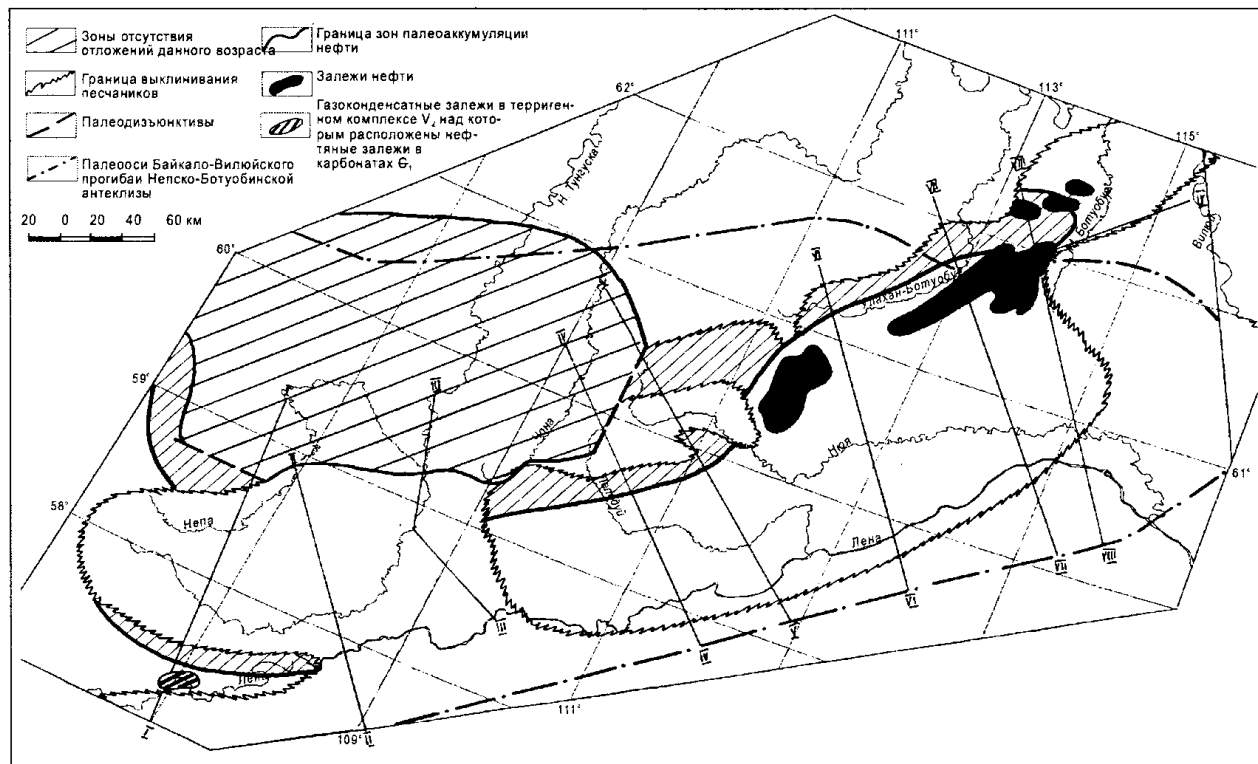


Рис. 5.30. Положение зоны палеоаккумуляции и современных залежей нефти в ботубинском горизонте

Выше упоминалось, что в пределах нефтегазосбора НБА суммарные масштабы генерации-эмиграции УВ-газов составили $41,9 \cdot 10^{12}$ нм³. Расчеты показали, что на растворение в воде – и в порах материнских пород, и в порах и трещинах резервуаров расходуется незначительное количество УВ-газов (особенно в условиях очень высокой минерализации), не более первых % от $q^{\text{зм}}$. Основной расход связан с растворением в нефти. Этот регион также подчиняется правилу генетического дефицита газа сапропелевого ОВ.

Допустим, на растворение в воде было потрачено немногим более 3 % УВ-газов от $q^{\text{зм}}$, тогда "на нефть" остается $40 \cdot 10^{12}$ нм³. Из табл. 5.8 вычислим суммарные потери нефти – $76,0 \cdot 10^9$ т. При P и T^0 , соответствующих условиям эпохи окончания погружений (D_1), ~ 85 % эмигрировавшего газа пойдет на насыщение этой "потерявшейся" нефти и лишь 15% попадет в зону палеоаккумуляции. Нефть в зоне палеоаккумуляции окажется недонасыщенной газом (при среднем пластовом давлении 24 МПа давление насыщения составит около 15 МПа). Выше неоднократно упоминалось, что территория НБА в последующие эпохи испытала значительный подъем – и в зоне аккумуляции (в среднем, на 1 км), и в пределах путей миграции – на еще большую величину. Естественно, в таких условиях часть газа выделится в свободную фазу,

прежде всего, на путях миграции в зоне "мертвой" нефтенасыщенности и уйдет в зону аккумуляции.

Уже упоминалось, что практически все месторождения НБА полифазны, то есть во всех есть значительная свободная фаза газа. Суммарные разведанные запасы газа около 1 трлн. нм³, то есть в ~ 3,2 раза меньше эквивалентных запасов нефти. Но самое интересное вот что: при наличии "внушительных" газовых шапок нефти существенно недонасыщены газом. В табл. 5.9 приведены параметры тех залежей, где был замерен газовый фактор (во всяком случае, где он приведен в официальных Балансовых таблицах).

Параметры некоторых залежей УВ

Место- рождение, залежь	Возраст пласта	Глубина, м	P_{nn} МПа	P_{nn} текущее МПа	T_{nn}^0	$\Gamma\Phi$ м ³ /т	$\Gamma\Phi$ м ³ /м ³	$\rho_{нефти}$ т/м ³	Σ УВ C ₂ -C ₄ , %
Марковское	C _{10s}	2150	21,5	-	20	224,2	183,7	0,820	-
Ярактинское	V _{2jn}	2700	27,0	24,9	36	151	125,8	0,833	0,81
Верхне- чонское	C _{1pr}	1540	15,4	-	12	91,3	77,4	0,848	-
	V ₂	1615	16,15	-	13	95,2	81,3	0,854	19,66
	V ₂	1640	16,4	-	13	90,4	77,4	0,856	19,66
Талаканское	C _{10s}	1100	11,0	9,9	11	79,4	67,5	0,85	0,15
Тас- Юряхское	V _{2bt}	1960	19,6	-	17	60,6	53,0	0,875	-
Среднебо- туобинское	V _{2bt}	1900	19,0	14,0	15	72,9	63,2	0,867	5,41
Череляхское	V _{2bt}	2125	21,2	14,8	19	75,6	64,3	0,85	17,0
	V _{2nl}	2140	21,4	-	20	74,3	63,2	0,85	14,0

Левая часть таблицы (глубины, $P_{пл}$, $T^0_{пл}$, ГФ, $\rho_{нефти}$, состав газа) составлена из данных, взятых из официальных источников; правая часть (средние молекулярные веса, плотность газа, газонасыщенность, давление насыщения) – была рассчитана нами. Из таблицы видно, что значения ГФ весьма невелики, а давление насыщения вдвое-втрое меньше пластового. Связь этих величин между собой довольно четкая, прямая (почти линейная, рис. 5.31).

В "Словаре по геологии нефти и газа" [8] указывается, что "...нефти в присутствии газовой шапки, как правило, насыщенные".

Таблица 5.9

Непско-Ботубинской антеклизы

N_2 , %	CO_2 , %	μ газа раст. в.	$\rho_{пл}^r, T^0 T/M^3$	$\rho_{поверх}^r T/M^3$	Вес ГФ, т	Газонасыщ. при $P, T^0, M^2/M^3$	УВ-системы P, T^0, M^3	$P_{нас}$, МПа
-	-	17	0,1500	0,00075	0,1378	0,9187	1,3238	14,9
2,9	0,05	17	0,1786	0,00075	0,0943	0,5280	1,2103	11,6
-	-	20	0,1299	0,0009	0,0697	0,5366	1,1567	7,2
4,25	2,93	22	0,1494	0,0010	0,0813	0,5442	1,1799	7,4
4,25	0,45	22	0,1517	0,0010	0,0774	0,5102	1,1703	7,15
4,18	0,05	17	0,0792	0,00075	0,0506	0,6389	1,1162	6,3
5,66	0,30	18	0,1463	0,0008	0,0424	0,2898	1,0903	5,2
5,50	0,25	18	0,1428	0,0008	0,0506	0,3543	1,1093	6,1
3,00	0,08	21	0,1833	0,0009	0,0579	0,3159	1,1246	6,0
4,6	0,06	20	0,1756	0,0009	0,0569	0,3240	1,1230	6,2

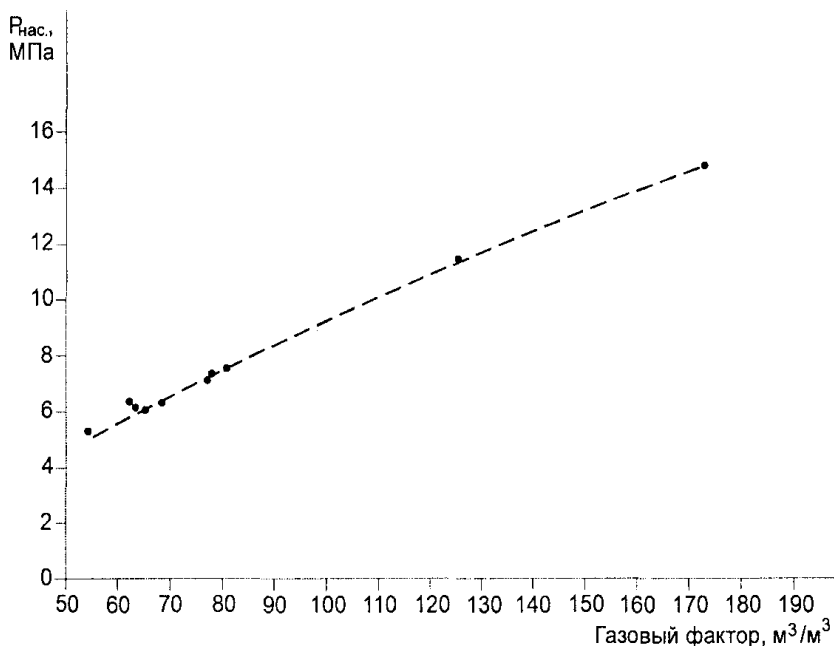


Рис. 5.31. Связь давления насыщения с газовым фактором на месторождениях Непско-Ботубинской антеклизы

Очевидно, залежи НБА относятся к числу исключений. Объяснения такому аномальному явлению, к сожалению, пока не удалось найти, в том числе и в литературе, по крайней мере, региональной. Обратим внимание, температуры в залежах ныне крайне низкие – в интервале глубин 1100 - 2700 м - $11\div 36^{\circ}\text{C}$ (табл. 5.9); к тому же для вендского терригенного комплекса НБА характерны АНПД – текущее давление ниже "нормального" пластового на 2 - 5 МПа, иногда более (некоторые данные приведены в табл. 5.9). Последнее гидрогеологи объясняют наличием толщи многолетнемерзлых пород, что затрудняет (практически

исключает) поступление воды в резервуары из областей питания. Вероятно, и наличие АНПД, и аномальное распределение фаз УВ в залежах НБА как-то связаны между собой. Несомненно одно – и то и другое – явления геологически весьма поздние, недавние и обусловлены новейшей геодинамикой территории и ее "холодным" геотермическим режимом.

Вопрос о генезисе фазового распределения УВ в залежах НБА несомненно требует дальнейшего исследования.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В результате проведенных исследований создан российский вариант количественного моделирования процессов генерации, миграции и аккумуляции нефти и газа, дающий возможность производить прогноз нефтегазоносности с оценкой локализованных ресурсов нефти и газа в сформировавшихся месторождениях.

До сих пор на практике, как известно, при прогнозе и оценке ресурсов углеводородов в России использовались, в основном, чисто эмпирические подходы, в основу которых положены методы геологических аналогий.

Новая технология прогноза и количественной оценки ресурсов нефти и газа, используя разработанную осадочно-миграционную теорию нефтегазообразования и формирования месторождений, основана на изучении геолого-геохимической информации не по аналогичным, а по непосредственно изучаемым геологическим объектам.

На основе многолетних исследований охарактеризованы качественно и количественно процессы генерации и эмиграции нефти и газа из материнских пород. Приведены количественные данные о генерации нефти и газа основными типами ОБ пород в процессе их катагенетического созревания.

Впервые с использованием общих количественных показателей охарактеризована вся система УВ флюидов

земной коры – жидких и газообразных продуктов генерации, образующихся в материнских породах, и пластовых УВ систем месторождений углеводородов в широком диапазоне глубин, температур и давлений. Охарактеризованы параметры УВ систем в пластовых условиях, значительно отличающихся от характеристик УВ систем в стандартных условиях на поверхности. Показано, что система УВ, генерирующихся ОВ материнских пород, ответственна за образование всего спектра УВ флюидов, нефтяных, нефтегазовых, газоконденсатных и газовых месторождений. Полученные характеристики УВ систем в пластовых условиях использованы при моделировании формирования месторождений углеводородов.

Рассмотрен и обоснован механизм миграции углеводородов на последовательных этапах формирования месторождений. Обоснованы формулы для определения скоростей миграции нефти и газа, а также уравнения и формулы для определения путевых миграционных потерь нефти и газа и аккумуляции углеводородов в ловушках, дающие возможность количественно оценивать ресурсы нефти и газа в образующихся месторождениях. Показано, что генерация и эмиграция нефти и газа из материнских пород развиваются на этапах проявления главных фаз нефте- и газообразования по мере погружения материнских пород в течение весьма длительного геологического времени – нескольких десятков миллионов лет. Одновременно

происходит эмиграция нефти и газа из материнских пород и их миграция.

Установлено, что в процессе миграции нефти и газа следует выделять два принципиально отличающихся этапа. Первым этапом является вертикальная миграция рассеянных углеводородов от материнских пород до прикровельной зоны коллекторов, всплывание нефти и газа по субвертикальным трещинно-поровым каналам водонасыщенных пород до кровли резервуаров, экранированных эффективными непроницаемыми покрывками. С позиций фильтрационной теории скорость вертикальной миграции нефти и газа должна быть максимальной, а время миграции углеводородов до кровли резервуаров на расстояние от нескольких десятков до нескольких сотен метров – ничтожно малым в масштабах геологического времени. Однако оказалось, что это не так. Весьма длительное время углеводороды полностью рассеиваются в каналах восходящей вертикальной миграции, формируя остаточную нефте(газо)насыщенность пород, и не достигают прикровельной зоны резервуаров. Поэтому фактическая средняя скорость продвижения углеводородов вверх по разрезу к кровле резервуаров весьма низка, в изученных случаях – от 0,04 - 0,28 до 3,7 - 49 м/млн. лет, вследствие чего процесс вертикальной миграции углеводородов к кровле коллекторов происходил в течение нескольких десятков млн. лет.

При достижении прикровельной зоны коллекторов углеводороды начинают накапливаться под эффективными крышками, образуя первичные скопления. Размер их постепенно возрастает и при достижении критических размеров начинается активная восходящая миграция углеводородов по резервуарам вверх по восстанию пластов в направлении приподнятых ловушек. Этот этап миграции протекает весьма быстро и заканчивается аккумуляцией углеводородов в ловушках, то есть формированием месторождений: нефтяных – за время порядка от 0,3 - 0,5 до 1,5 - 5 млн. лет, а газовых – за несколько десятков тысяч лет.

Нами впервые разработана методика количественного моделирования и картирования процессов восходящей латеральной миграции углеводородов и формирования месторождений в ходе геологического времени, не имеющая аналогов ни в России, ни за рубежом. Примеры использования этой методики при изучении формирования месторождений углеводородов приведены в главе 5.

Разработана методика и предложены формулы для количественной оценки потерь нефти и газа на последовательных этапах их миграции и аккумуляции в ловушках, дающие возможность количественно оценивать ресурсы нефти и газа в месторождениях по разности между количеством эмигрировавших углеводородов из материнских пород и их потерями в процессе миграции и аккумуляции.

Разработанные методы моделирования генерации, миграции и аккумуляции углеводородов с количественной оценкой ресурсов нефти и газа использованы при изучении целого ряда геологических объектов в Западно-Сибирском, Тимано-Печорском и Восточно-Сибирском осадочных бассейнах.

Наиболее эффективными и достаточно точными оказались результаты моделирования формирования месторождений в зоне Широтного Приобья Западной Сибири, где проявилась только главная фаза нефтеобразования в палеоген-неогеновое время.

В этой зоне ресурсы нефти изученных месторождений, оцененные на основе моделирования на момент завершения их формирования оказались несколько больше (на 5 – 13 %) промышленных запасов нефти, оцененных в настоящее время при проведении поисково-разведочных работ, что вполне объяснимо небольшими потерями нефти из месторождений за время их существования в течение 10 - 20 млн. лет. И только на Покачевском месторождении определенные на основе моделирования ресурсы нефти оказались лишь на 1,78 % меньше разведанных запасов. Но такая погрешность практического значения не имеет. Можно считать, что результаты моделирования почти идеально совпали с данными подсчета запасов. Коэффициент сохранности ресурсов нефти при длительности

существования нефтяных месторождений в течение 10 - 20 млн. лет составляет, таким образом, 0,95 - 0,87.

В северной зоне Западно-Сибирского бассейна, где после нефтеобразования проявилась главная фаза газообразования, оказалось, что ресурсы газа гигантских месторождений, оцененные методом моделирования, всего лишь на 4 – 6 % превышают промышленные запасы газа, оцененные по результатам поисково-разведочных работ. Это небольшое превышение модельных ресурсов вполне объяснимо потерями газа из месторождений за время их существования в течение 10 - 15 млн. лет.

Таким образом, результаты оценки ресурсов газа, последнего по времени продукта генерации, можно считать достаточно точными.

Что касается первичных ресурсов нефти месторождений этой зоны, сформировавшихся до проявления интенсивного газообразования, то они оказались многократно больше промышленных запасов нефтяных УВ, подсчитанных на современный момент. Причиной этого было, несомненно, разрушение первичных нефтяных залежей внедрявшимся газом, объем которого в пластовых условиях в несколько раз превышал объем первично аккумулированной нефти в тех же ловушках.

Исходя из полученных результатов, современные ресурсы нефтяных УВ в месторождениях таких зон следует оценивать на основе моделирования с учетом коэффициента

сохранности нефти 0,1 - 0,2 от ресурсов первично аккумулированной нефти.

Еще значительно более сложной оказалась проблема моделирования генерации, миграции и аккумуляции нефти и газа в древних нефтегазоносных бассейнах – вследствие существенных изменений тектонического режима, тектонической структуры и других геологических и термобарических условий в этих объектах за весьма длительное время существования месторождений после завершения их формирования в течение нескольких сотен миллионов лет.

Например, в Тимано-Печорской области на начало юры, то есть на момент 200 млн. лет назад, первичные ресурсы нефти Пашнинского месторождения по данным моделирования оценены около 1000 млн. т, а современные ресурсы примерно в 10 раз меньше. Следовательно, величина коэффициента сохранности ресурсов нефти за время, прошедшее после окончания формирования месторождения, составляет не более 0,1 - 0,15 от величины первично аккумулированной нефти.

На Сибирской платформе, где процессы генерации, миграции и аккумуляции нефти и газа завершились около 400 млн. лет назад, моделирование оказалось возможным произвести по ряду объективных причин не для отдельных месторождений, а только для крупных зон нефтегазонакопления.

При моделировании процессов генерации, миграции и аккумуляции нефти на Непско-Ботубинской антеклизе было установлено, что первоначальные ресурсы нефти в зоне аккумуляции около 400 млн. лет назад должны были составлять 33,8 млрд. т. Открытые и подсчитанные на современный момент ресурсы нефти в этой зоне составляют максимум 3,1 млрд. т, то есть около 10 % от первоначально аккумулированных ресурсов. Следовательно коэффициент сохранности нефтяных ресурсов за время около 400 млн. лет не превышает 0,1.

Если учесть недостаточную разведанность Непско-Ботубинской антеклизы и предположить, что реальные запасы нефти окажутся вдвое большими, то величина коэффициента сохранности нефти все равно не превысит 0,2.

Таким образом, с учетом коэффициента сохранности современные ресурсы нефти в зонах нефтенакпления на древней Сибирской платформе следует оценивать не более 0,1 - 0,2 от первично аккумулированных ресурсов нефти, оцениваемых на основе моделирования на время завершения формирования месторождений.

Конечно, это только предварительное заключение, и оно может быть подтверждено или опровергнуто только в процессе дальнейших исследований нефтегазоносности древних платформ с применением разработанных нами методов моделирования.

Что же касается молодых. эпигерцинских нефтегазоносных бассейнов, то разработанные нами методы моделирования уже сейчас позволяют оценивать ресурсы нефти и газа локальных ловушек на лицензионных участках с достаточной точностью и более объективно, чем с применением традиционных методов, основанных на геологических аналогиях.

Разработанные методы моделирования процессов формирования месторождений углеводородов рекомендуются нами для использования в практической деятельности по оценке перспектив нефтегазоносности и ресурсов нефти и газа.

ЛИТЕРАТУРА

1. Справочник по геохимии нефти и газа /Ред. С.Г. Неручев. СПб.:Недра, 1998. - 575 с.
2. Smith J.E. The dynamics of shale compaction and evolution of pore-fluid pressures. Math. geol., vol.3, № 3, 1971. P. 139 - 163.
3. Неручев С.Г., Моисеева О.Б., Климова Л.И., Смирнов С.В. Моделирование процессов миграции и аккумуляции нефти и газа в ловушках //Геология и геофизика, т. 41, № 8, 2000. - С. 1145 - 1164.
4. England W.A., Mann A.L., Mann D.M. Migration from Source to Trap //Source and Migration Processes and Evolution Techniques. AAPG, Tulsa, Oklahoma, 1991. P. 23 - 46.
5. Былинкин Г.П. Методическое обеспечение исследований глубокопогруженных нефтяных и газоконденсатных флюидов //Автореферат докторской диссертации. СПб., 1997. - 43 с.
6. Catalan L., Chatzis I., Dullien F.A. Experimental Study of secondary Oil Migration //AAPG Bull., 1992, v. 65/5, p. 638 - 650.
7. Методические указания по количественной оценке прогнозных ресурсов нефти, газа и конденсата. М.: ВНИГНИ, 1983. - 214 с.
8. Словарь по геологии нефти и газа /Ред. К.А. Черников. Л.: Недра, 1988. - 679 с.

Научное издание

Неручев Сергей Германович
Баженова Татьяна Константиновна
Смирнов Сергей Владимирович
Андреева Ольга Алексеевна
Климова Людмила Иосифовна

Оценка потенциальных ресурсов углеводородов на основе моделирования процессов их генерации, миграции и аккумуляции

Рецензент **В.К. Шиманский**

Ответственный за выпуск: **С.И. Жаркова**

Предпечатная подготовка текста
и компьютерный оригинал-макет: **О.Ю. Аверьянова**

ISBN 5-88953-113-1

© Неручев С.Г., Баженова Т.К.,
Смирнов С.В., Андреева О.А.,
Климова Л.И., 2006
© ВНИГРИ, 2006

Сдано в набор 07.08.06. Подписано в печать 04.09.06.
Усл. печ. 22,75 л. Формат 60×90¹/16. Гарнитура Ариал.

Отпечатано в типографии Реноме.
Санкт-Петербург, наб. Обводного канала, д. 40.
Свидетельство о регистрации № 12812 от 13 апреля 1998 г.
Тираж 300 экз.