

ХРОНОМОДЕЛИРОВАНИЕ ФАЗОВОГО РЕЖИМА УГЛЕВОДОРОДНЫХ СИСТЕМ АСТРАХАНСКОГО СВОДА

В. Н. Боровиков
(ИПНГ РАН)

Традиционный подход к проблеме оценки фазового режима углеводородных (УВ) систем базируется на реконструкции эволюции информативных параметров геосреды, обусловленных единством нефтегазогеологического развития региона. Однако, несмотря на генетическую общность геопараметров, определяющих фазовое состояние УВ-систем, их взаимная корреляция во времени и геологическом пространстве в значительной мере ограничивается качественной оценкой. Возможность интеграции геоинформации с целью прогноза фазового состояния УВ-систем на количественном уровне может быть реализована на базе концепции хрономоделирования геосистем [1], позволяющей унифицировать систему качественных оценок абсолютных параметров, интегрирующих эффект преобразования геосреды, в виде единого геопараметра — времени качественной трансформации геолого-геохимической обстановки.

Такая возможность реализуется на основе совместного использования геохимических критериев и параметров геосреды, контролируемых этапами критической перестройки геодинамической обстановки: орогенезом, инверсиями, перерывами в осадконакоплении, региональными размывами осадков. Обе категории геолого-геохимической информации на базе хрономоделирования объединяются в единый геопараметр — временной интервал качественной трансформации геолого-геохимической обстановки в виде геохрон, отражающих синхронность вхождения информативного репера в критическую зону преобразования геолого-геохимической обстановки.

Преимущество такой комплексной оценки абсолютных и адекватных им хронопараметров заключается не только в возможности унификации оценки разноплановых характеристик геолого-геохимической обстановки, но и в возможности оценки нового информативного показателя — эффективности проявления факторов генерации и мобилизации УВ, определяющих фазовое состояние углеводородных систем относительно критических этапов перестройки геодинамической обстановки. Учитывая это, можно утверждать, что использование принципов хроногеохимического моделирования геосистем в виде полей геохрон, апробированное ранее на региональном и зональном уровнях прогноза нефтегазоносности в осадочных бассейнах Алжира и в

Использование принципов хрономоделирования условий нефтегазонакопления в пределах Астраханского свода позволило осуществить прогнозирование фазового режима УВ-систем в хронопараметрах эволюции бассейна.

A concept of geofield chronomodelling is based on geoenvironmental evolution reconstruction in chronological parameters. The advantage of chronomodelling lies in possibility to evaluate effective component of hydrocarbon mobilization factors relative to critical stages of geoenvironmental transformation — orogenesis, inversion and regional breaks in sedimentation.

Восточном Прикаспии [1], может быть эффективным для прогноза фазового состояния УВ-систем, так как позволяет унифицированно и системно корректировать их эволюцию во времени и геологическом пространстве.

С целью прогноза фазового состояния углеводородов Астраханского свода по комплексу хронопараметров были состав-

лены карты (рис. 1) распределения времени вхождения кровли среднекаменноугольных отложений (C_2) в главную зону нефтеобразования (ГЗН) и в главную зону газообразования (ГЗГ). Распределение хронопараметров вхождения кровли C_2 фиксируется в диапазоне 240...85 млн лет, т. е. от пфальцской до австрийской фаз орогенеза включительно.

Поле геохрон вхождения кровли C_2 в нефтяное окно характеризуется аномальной зоной пониженных значений субширотного простираия в пределах Володарской структуры, где выявлен изометричный участок наиболее позднего, поставстрийского, времени вхождения кровли C_2 в ГЗН (см. рис. 1, А).

Время вхождения информативного репера в ГЗГ имеет решающее значение для оценки формирования УВ-скоплений, что наглядно проявилось в распределении хронопараметров в пределах Астраханского свода (см. рис. 1, Б).

Время вхождения кровли C_2 в ГЗГ фиксируется в диапазоне от 192 млн лет до 0, т. е. до современного этапа. Поле геохрон вхождения этого репера в ГЗГ характеризуется двумя зонами предларамийского и предпозднекиммерийского этапов, разобщенных в центральной части свода обширной субширотной зоной современного нефтеобразования.

Выявленная субкольцевая зональность распределения полей геохрон вхождения в ГЗН и ГЗГ коррелируется со структурой "кровли" и "подошвы" нефтяного окна, характеризующейся субширотной зоной повышенных значений его глубин в центральной и северо-западной частях свода (рис. 2.). Указанная морфоструктура нефтяного окна генетически определяется геометрией сопряжения поверхности среднекаменноугольных отложений с нижней границей ГЗН. Согласно этому, по распределению глубин нижней границы ГЗН и кровли среднекаменноугольных отложений в центральной части свода выделяется зона современной генерации нефти, что обусловлено замедленным

катагенезом ОБ за счет охлаждающего эффекта активного галокинеза.

Динамика распределения хронопараметров вхождения кровли C_2 в ГЗН и выхода из нее генетически

коррелируется со скоростью реализации нефтематеринского потенциала, определяемой как $\Delta p(\%)/\Delta t$ (млн лет), т. е. отношением прироста нефтегенерации (p) ко времени нефтегенерации.

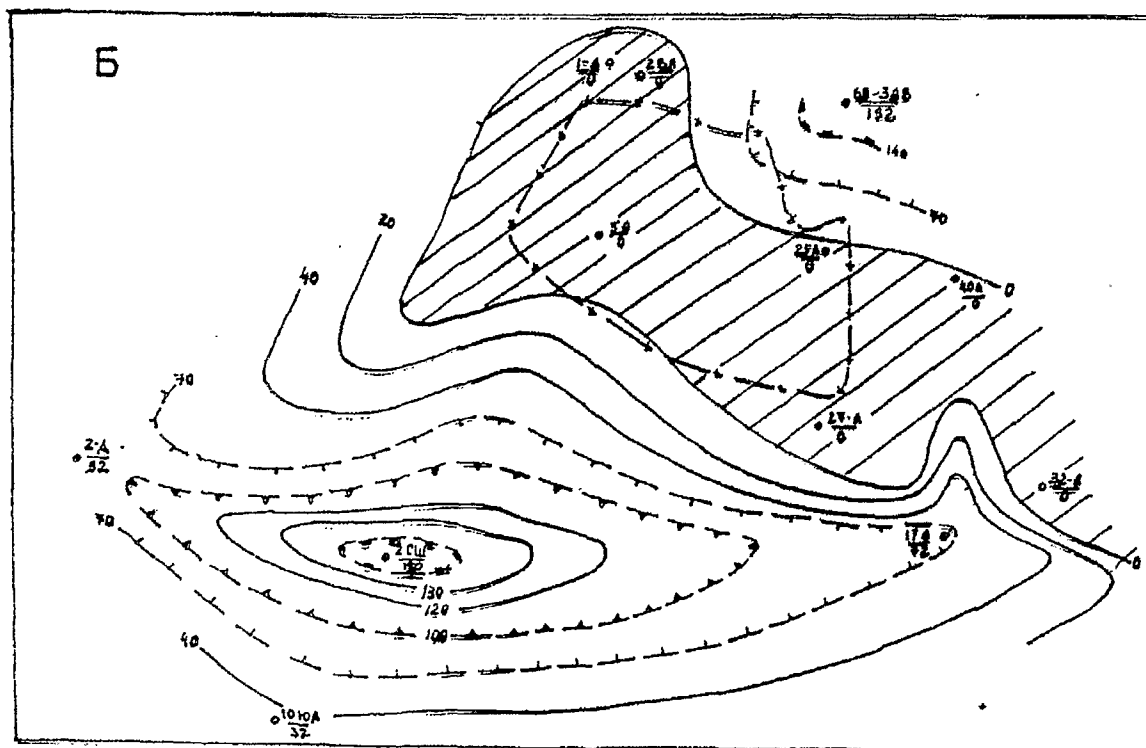
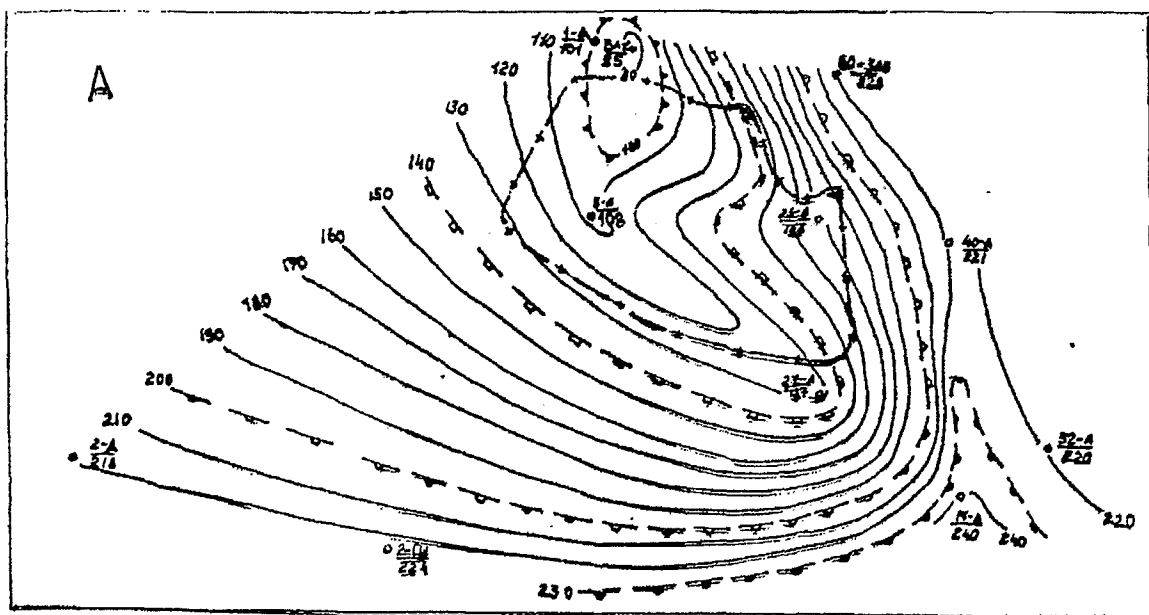


Рис. 1. Хроноблок распределения времени вхождения кровли среднекаменноугольных отложений в ГЗН (А) и ГЗГ (Б): 1 — индекс скважины с указанием времени вхождения в ГЗН/ГЗГ; 2 — геохроны вхождения кровли C_2 в ГЗН/ГЗГ; 3 — геохроны вхождения кровли C_2 в ГЗН, адекватные фазам орогенеза: а — пфальцской, б — раннекиммерийской, в — позднекиммерийской, г — австрийской; 4 — геохроны вхождения кровли C_2 в ГЗГ, адекватные фазам орогенеза: а — позднекиммерийской, б — ларамийской, в — австрийской; 5 — зона современного нефтеобразования по кровле C_2 ; б — граница зоны подсчета запасов категории C_1

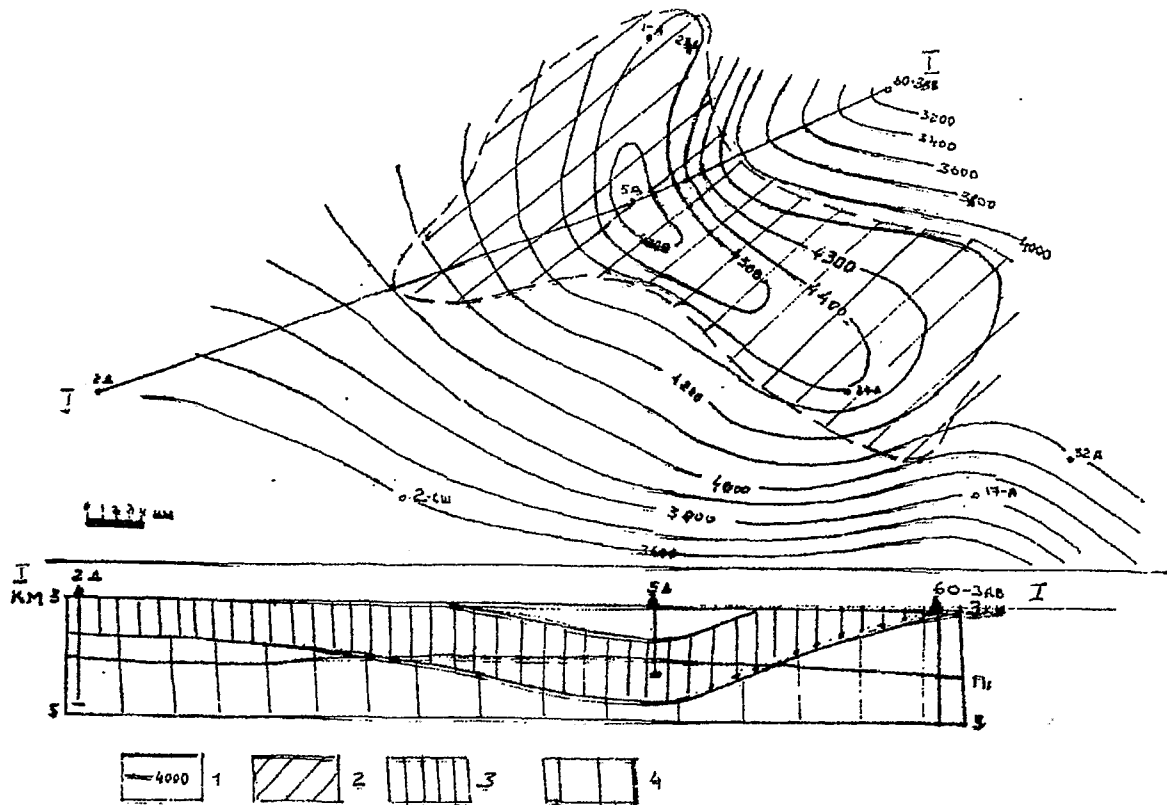


Рис. 2. Схема распределения глубин нижней границы ГЗН Астраханского свода:
 1 — изолинии глубин нижней границы ГЗН; 2 — зона современного нефтеобразования; 3 — нефтяное окно; 4 — зона генерации газа и газоконденсата

Рассчитанные таким образом скорости реализации нефтематеринского потенциала, т. е. темпы эмиграции УВ, для кровли S_2 изменяются в пределах Астраханского свода в от 0,2 до 2,8 %/млн лет.

Пространственное распределение скоростей реализации нефтематеринского потенциала контролируется двумя максимумами в северо-восточной и юго-западной частях свода, в районе скв. Зав-60 и СШ-2 со значениями $\Delta\rho$ соответственно 2,8 и 1,35 %/млн лет (рис. 3). Между указанными аномальными зонами высоких значений нефтегенерации в центральной части свода выделяется зона пониженных значений $\Delta\rho$ до 0,2...0,4 %/млн лет.

В соответствии с приведенными темпами реализации нефтематеринского потенциала оставшийся нереализованным нефтематеринский потенциал в кровле S_2 имеет максимальные значения в северо-западной и центральной частях свода, равные 71 и 77 % соответственно в скв. ВЛ-2 и А-5, в то время как в очагах высоких скоростей нефтегенерации, в скв. Зав-60 и СШ-2, нефтематеринский потенциал исчерпал себя. Обеспеченность нереализованным нефтематеринским потенциалом в центральной части бассейна при допущении сохранности прежних темпов нефтегенерации составит 208,8 млн лет в скв. ВЛ-2 и 367,8 млн лет в скв. А-5.

Информация о реализации скоростей нефтегенерации, наряду с выделением основных зон генерации нефти, интересна в плане оценки распределения по площади градиентов скоростей нефтегенерации (эмиграции), что позволяет оценивать доминирующие направления и масштабы латеральной миграции нефти. Анализ латерального распределения градиентов скоростей нефтегенерации позволил локализовать основной центр массопереноса жидких УВ в районе скв. Зав-60 и выявить приоритетные направления латеральной миграции в следующей последовательности распределения векторов миграции: Зав-60 — 25А; Зав-60 — ВЛ-2 и Зав-60 — 40А.

Оценка приведенного распределения скоростей реализации нефтематеринского потенциала позволила выявить преобладающую зональность фазовой дифференциации УВ субкольцевого типа.

В пределах Астраханского свода структура кольцевой зональности выражена центральной зоной современного нефтеобразования, сменяющейся к периферии нефтегазовой зоной и зоной газоконденсата. Указанный характер фазовой дифференциации обусловлен пространственным распределением скоростей реализации нефтематеринского потенциала, с двумя максимумами в северо-восточной и юго-западной частях свода, между которыми выделяется в центральной части свода обширная субширотная зона

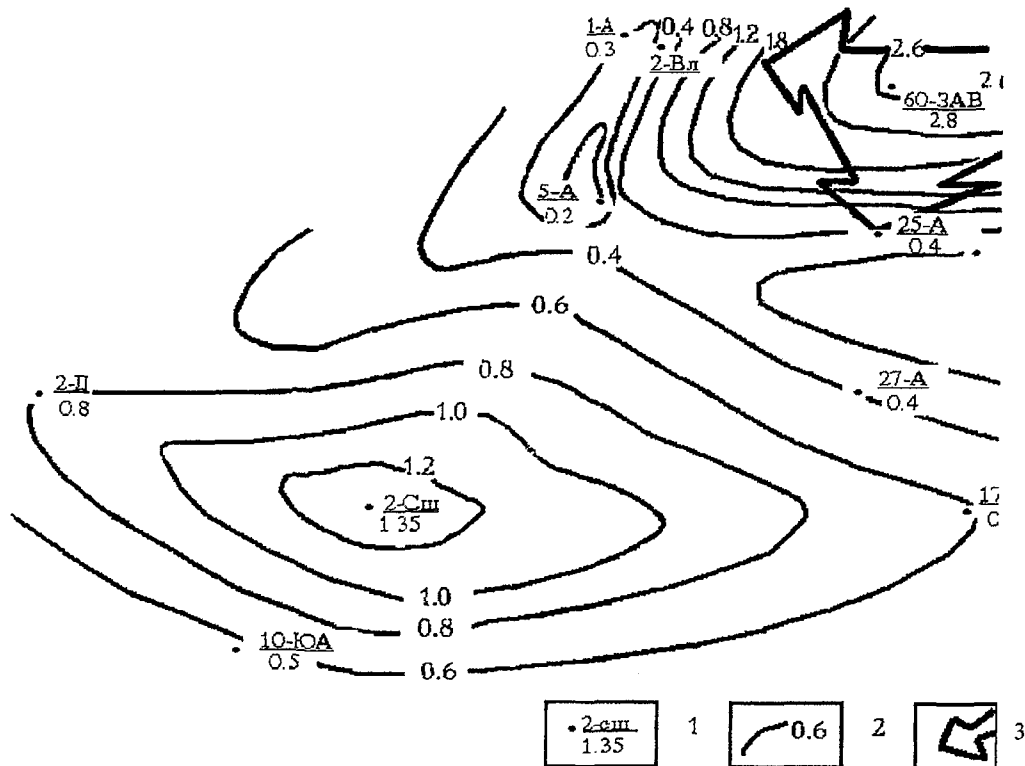


Рис. 3. Распределение геохрон реализации нефтематеринского потенциала по кровле C_2 в пределах Астраханского свода: 1 — индекс скважины с указанием скорости реализации нефтематеринского потенциала по кровле C_2 ; 2 — изогипсы равных значений скорости реализации нефтематеринского потенциала; 3 — фронт миграции нефти

пониженных скоростей реализации УВ-потенциала, соответствующая современному нефтеобразованию. Оценка распределения градиентов скоростей реализации нефтематеринского потенциала по площади наряду с выделением основных очаговых зон генерации нефти позволила оценить доминирующее направление и масштабы латеральной миграции нефти. Анализ латерального распределения градиентов скоростей нефтегенерации свидетельствует о локализации основного источника массопереноса в пределах Заволжского максимума реализации УВ-потенциала.

Таким образом, расчет масштабов реализации нефтематеринского потенциала и преобладающих направлений и интенсивности латеральной миграции нефти позволил выявить основной центр генерации УВ в северо-восточной части свода и локализовать доминирующий депоцентр нефтенакопления в центральной части свода.

Выделение в центральной части свода зоны современного нефтеобразования позволяет скорректировать традиционные представления о механизме формирования УВ в пределах Астраханского газоконденсатного месторождения (АГКМ). Ранее считали, что разрушение нефтяной залежи происходило на ранних инфильтрационных этапах (предкунгурский) и завершалось на более поздних инфильтрационных этапах (предакчагыльский) образованием газовых и газоконденсатных скоплений преимущественно за счет дегазации водонапорной системы [2 и др.]. Выполненными

ми построениями обосновывается более длительная генерация нефти в центральной части свода, в диапазоне от 140 млн лет до современного этапа включительно. Согласно нашей оценке разрушение палеозалежи на инфильтрационных этапах имело место на периферии структуры, в то время как в ее центральной части отмечалась устойчивая длительная генерация нефти.

Таким образом, по результатам хроногеохимической оценки выделяется квазиколецевая структура фазовой дифференциации УВ-систем: газовая—газоконденсатная на периферии и нефтяная в центральной части. Генерируемая на современном этапе в центральной части свода нефть (как и палеонефть) оттеснялась эффектом гравитации вниз по разрезу газообразными УВ и за вычетом потерь на создание конденсатной части формировала нефтяную оторочку. Эффект фазовой дифференциации в основном нивелируется фактором мобилизации УВ, трансформирующим гетерогенную залежь в гомогенное газоконденсатное скопление УВ.

Выявленная первичная фазовая неоднородность уступает по масштабам процессам генерации газоконденсатной составляющей, что в конечном счете определяет современный газоконденсатный состав месторождения.

Реальная фазовая дифференциация УВ-состава в пределах свода имеет более сложный характер и является интеграцией хронополей вхождения средне-

каменноугольных отложений в ГЗН и ГЗГ. В центральной и северо-западной частях свода выделяется зона преимущественного нефтеобразования различной эффективности, оцененной относительно разных фаз орогенеза по времени вхождения кровли S_2 в ГЗН. От центральной части свода к его краям последовательно выделяются: зона преимущественного нефтеобразования, зона генерации нефти и газа, зона генерации газоконденсата и сухого газа. В нефтяной зоне по фактору эффективности генерации УВ последовательно выделяются субзона оптимального поставстрийского нефтеобразования, которая обрамляется субзоной нефтеобразования, эффективного относительно позднекимерийского этапа.

Принимая во внимание сохранение тренда замедленного катагенеза ОВ в центральной части структуры вниз по разрезу, следует также ожидать субкольцевую структуру хронополей в нижележащих комплексах, что имеет решающее значение для прогноза фазового состояния УВ в нижнекаменноугольных и девонских отложениях.

Выявленная по кровле подсолевых отложений фазовая дифференциация транслируется вниз по разрезу, что согласуется с расчетами хронопараметров девонских отложений на Володарской структуре, перспективной для поисков нефти.

Для кровли девона подобная оценка проведена в пределах Володарской структуры (скв. 2), где были рассчитаны хронопараметры вхождения в нефтяное окно и выхода из него. Время вхождения кровли верхнедевонских отложений в зону нефтеобразования составило 168 млн лет, а время выхода — 63 млн лет.

По хронопараметрам выхода кровли девона из ГЗН установлена постларамийская фаза эффективного нефтеобразования, что имеет принципиальное значение для позитивного обоснования перспектив девонских отложений в пределах Володарской структуры.

Хроногеохимическая оценка нефтегазоносности подсолевых отложений Астраханского свода позволила выявить субкольцевой хроногенотип фазовой дифференциации с зоной современного нефтеобразования в центральной части структуры, что дало возможность уточнить традиционную модель формирования АГКМ. Таким образом, по результатам хроногеохимического анализа масштабов и эффективности реализации нефтегазоматеринского потенциала во времени и геологическом пространстве выявлены основные очаги генерации УВ и преобладающие направления латеральной миграции, что позволило оценить эволюцию фазового режима УВ-систем и обосновать дифференциацию фазового состояния УВ в подсолевом разрезе Астраханского свода.

Выводы

1. Реализация принципов хрономоделирования геополей позволяет осуществлять прогнозирование нефтегазоносности и фазового режима УВ-систем в аспекте оценки эффективности посторогенного нефтегазонакопления.

2. Хроногеохимическое прогнозирование фазового режима УВ-систем основывается на оценке руководящего хроногенотипа фазовой дифференциации УВ-систем в хронопараметрах эволюции бассейна.

ЛИТЕРАТУРА

1. Боровиков В.Н. Хроногеохимический метод прогноза нефтегазоносности восточной части Прикаспийской впадины // *Геология нефти и газа*. — 1996. — № 10. — С. 29—36.
2. Соловьев Б.А. Проблема раздельного формирования месторождений нефти и газа подсолевого комплекса Прикаспийского солянокупольного бассейна // *Геология нефти и газа*. — 1982. — № 1. — С. 45—50.