

ТЕМПЕРАТУРНЫЙ РЕЖИМ И ФАЗОВОЕ СОСТОЯНИЕ ЗАЛЕЖЕЙ УГЛЕВОДОРОДОВ В ПРЕДЕЛАХ ЮГО-ВОСТОКА ВОЛГО-УРАЛЬСКОЙ АНТЕКЛИЗЫ

М. П. Логинова

Саратовский государственный университет

В статье проанализированы современные геотермические условия основных нефтегазоносных комплексов, выявлены температурные и глубинные границы изменения фазового состояния залежей углеводородов. Сделаны выводы о возможности раздельного прогноза залежей различных по составу флюидов на рассматриваемой территории.

Температурные условия оказывают существенное влияние на процессы нефтегазообразования и размещения залежей УВ различного физико-химического состава и фазового состояния. Работы, проведенные В.Ф. Ерофеевым, 1970, 1973 гг.; В.С. Лазаревым, В.Д. Наливкиным, С.Г. Неручевым, 1971 г.; Л.А. Польштер, Ю.А. Висковским, В.И. Высоцким, 1976 г. для различных регионов подтвердили закономерность установленную К.К. Ландес (1967, 1970 гг.) в размещении залежей нефти и газа в вертикальном разрезе бассейнов в зависимости от температурных условий [2].

Зональность в размещении залежей нефти и газа в зависимости от геотемпературного режима прослеживается как в вертикальном разрезе, так и по площади развития продуктивных комплексов в нефтегазоносных бассейнах. Исследованиями, проведенными в различных нефтегазоносных бассейнах древних и молодых платформ (Урало-Поволжье, Днепровско-Донецкая впадина, Предкавказье и др.) установлено, что зоны преимущественного нефтенакпления и размещения залежей нефти приурочены к областям умеренных температур (40°—100°C), нефтегазоконденсатных, газоконденсатных и газовых залежей — к областям повышенных температур (110°—130° и более) [1, 3—5].

Приуроченность нефтяных залежей к областям пониженных, а газовых и газоконденсатных — к областям повышенных температур была отмечена и для юго-востока Русской платформы (Л.М. Зорькин, Е.В. Стадник, 1975 г.) [2].

Рассматриваемая с целью прогноза фазового состояния залежей углеводородов территория юго-восточного склона Волго-Уральской антеклизы включает Бузулукскую впадину, Восточно-Орен-

бургское валообразное поднятие и Соль-Илецкий выступ.

Для выявления температурных и глубинных границ, на которых происходит смена фазового состояния залежей углеводородов как по площади, так и по вертикальному разрезу исследовались основные «терригенные» нефтегазоносные комплексы юго-востока Волго-Уральской антеклизы: эйфельско-нижнефранский и визейский. Для них построены схематические карты геоизотерм (рис. 1 а, б), отражающие современный геотермический режим недр, и графики зависимости фазового состояния залежей от температуры и глубины залегания комплексов (рис. 2 а, б). При построении карт и графиков использовались замеры пластовых температур, глубины залегания продуктивных отложений в обозначенных комплексах по 158 месторождениям. Средний геотермический градиент, используемый для построения карт геоизотерм описываемых нефтегазоносных комплексов, составляет 2,5°/100 м.

Эйфельско-нижнефранский нефтегазоносный комплекс (рис. 1, а). Глубины залегания комплекса изменяются в широких пределах от 1800 м до 5500 м и более. Более резко глубины увеличиваются с севера на юг, и в меньшей степени, с запада на восток, при общем региональном наклоне на юго-восток. В пределах рассматриваемой территории температуры в кровле комплекса в региональном плане возрастают с севера на юг от южного склона Южно-Татарского свода в направлении бортовой зоны Прикаспийской впадины. Интервал изменения температур составляет от 40° до 120° и более. С запада на восток температуры увеличиваются от 60° до 90°. Минимальные значения температур отмечаются на севере Восточно-Оренбургского валообразного поднятия и Бузулукской впадины, максимальные — на юге Бузулукской впадины. На фоне общего возрастания температур с севера на

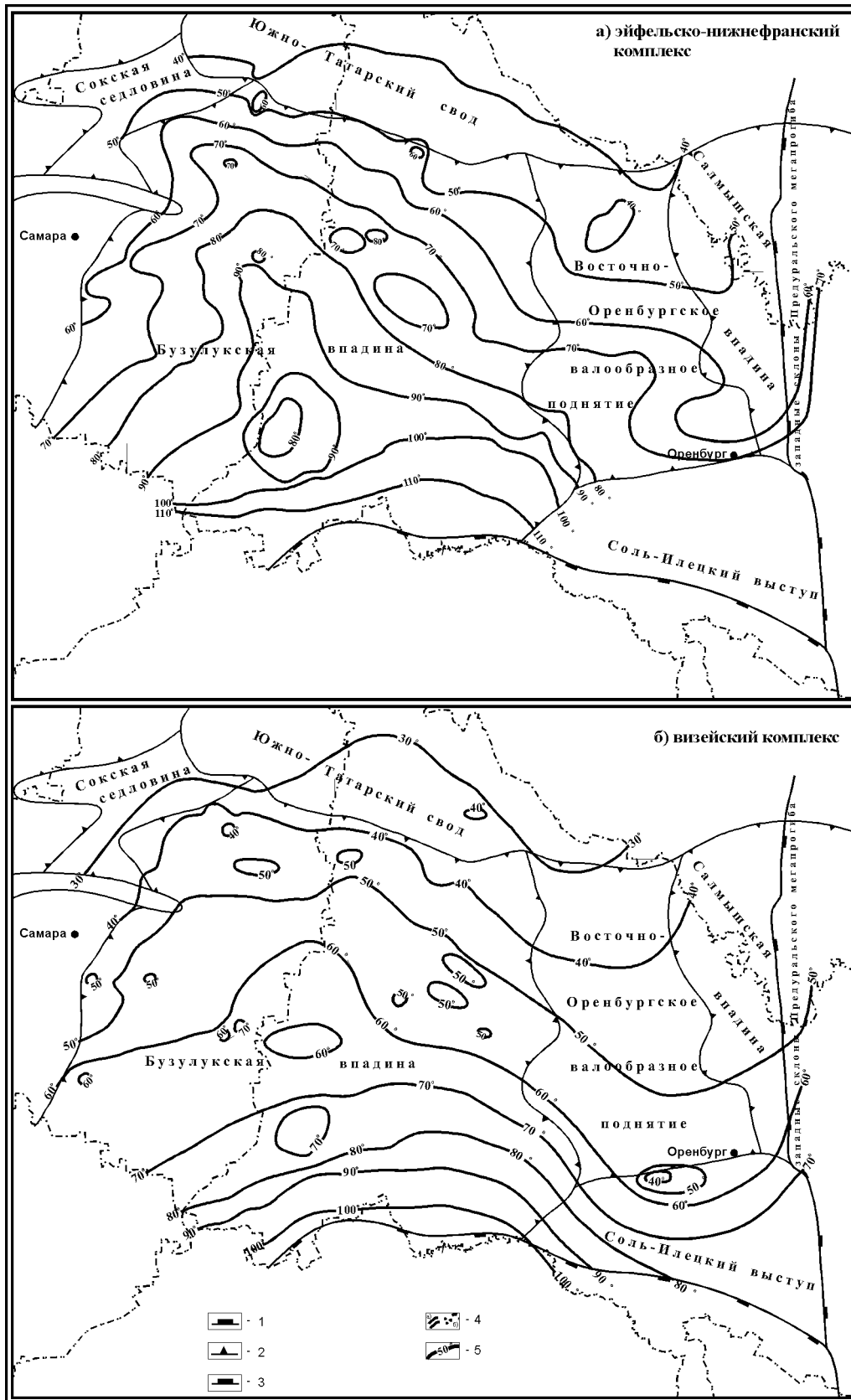


Рис. 1. Схематические карты геоизотерм эйфельско-нижнефранского (а) и визейского (б) нефтегазоносных комплексов. Условные обозначения : 1 — границы крупнейших тектонических элементов; 2 — границы крупных тектонических элементов; 3 — нижнепермский бортовой уступ Прикаспийской мегавпадины; 4 — а) административная граница, б) государственная граница; 5 — геоизотермы, °С.

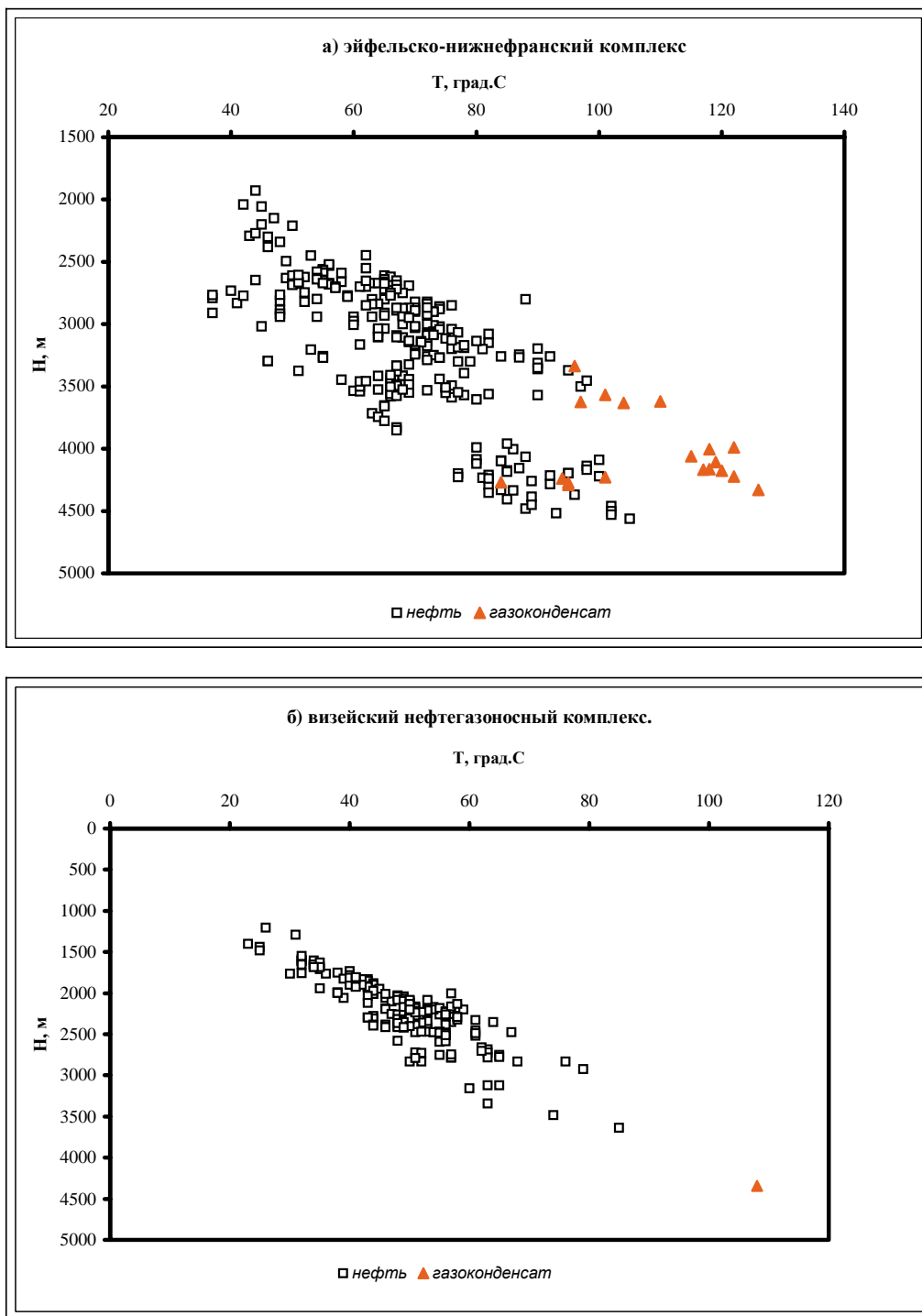


Рис. 2. Графики зависимости состава флюида от температуры и глубины.

юг и с запада на восток, в пределах Бузулукской впадины и Восточно-Оренбургского сводового поднятия выявляются аномалийные участки пониженных и повышенных температур.

Низкотемпературные аномалии отмечаются в центральной части Бузулукской впадины в районе Никифоровского, Воробьевского, Пронькинского,

а также Могутовского и Воронцовского месторождений. В южной части впадины выделяется низкотемпературный участок, включающий территорию Грачевского, Сахаровского, Гаршинского, Конновского, Росташинского, Давыдовского, Зайкинского и В. Зайкинского месторождений. В северной части Восточно-Оренбургского валообразного подня-

тия низкотемпературный участок выделен в районе Родниковского, Нетьевского и Николаевского месторождений.

Схематическая карта геоизотерм эйфельско-нижнефранского нефтегазоносного комплекса отражает сложный характер распределения современных температур в кровле комплекса. В центральной части Бузулукской впадины изотермы с повышенными значениями заливообразно вытянуты в северо-западном направлении, в то время как в южной части впадины они ориентированы субширотно. Такое их расположение, вероятно, является отражением сложного блокового строения и соответствующей ориентировки разрывных нарушений в фундаменте и терригенном комплексе девона в пределах Бузулукской впадины. Менее сложной, более субширотно ориентировкой геоизотерм характеризуется Восточно-Оренбургское валообразное поднятие, в пределах которого происходит их смещение в южном направлении, отражая более низкие температурные условия в кровле комплекса по сравнению с теми же широтами в пределах Бузулукской впадины.

Зоны пониженных температур на юге, центральной части Бузулукской впадины, севере Восточно-Оренбургского поднятия обусловлены влиянием мощных толщ кунгурских солей, пластовых солей казанского возраста и весьма развитой в геологическом строении этой территории солянокупольной тектоники.

Визейский нефтегазоносный комплекс (рис. 1, б). Глубины залегания комплекса изменяются от 1200 м до 4500 м и более, при той же направленности изменения глубин, что и в выше описанном комплексе. Температуры комплекса на изучаемой территории изменяются с севера на юг от 22°—24° на южном окончании Южно-Татарского свода (Матросовское, Тат-Кандызское месторождения) до 80—108° и более, соответственно на юге Соль-Илецкого выступа и Бузулукской впадины (Долинное месторождение). С запада на восток температуры возрастают от 40° до 70°.

На фоне выявленной закономерности увеличения температур с севера на юг и юго-восток выделяются также участки аномально повышенных и пониженных температур.

Низкотемпературные участки, выявленные в южной, центральной и восточной частях Бузулукской впадины в эйфельско-нижнефранском комплексе находят отражение и в визейском комплексе. Так, в центральной части Бузулукской впадины участок, включающий Ю. Спиридоновское, Ком-

мунарское, Тананыкское, Долговское, Курманаевское, Бобровское месторождения, на востоке - участок, включающий Покровское, Пронькинское, Баклановское, Родинское, Руслановское месторождения, а также локальный участок на юге впадины, объединяющий Гаршинское, Широкодольское, Росташинское месторождения.

В пределах Восточно-Оренбургского валообразного поднятия происходит равномерное увеличение температур в южном направлении, которое прослеживается и в границах Соль-Илецкого выступа. При этом, на фоне возрастающих температур в северной части Соль-Илецкого выступа наблюдается также низкотемпературный участок.

Распределение геоизотерм на схематической карте визейского нефтегазоносного комплекса имеет более простые очертания и носит субширотно-характер. Выявленные участки относительно повышенных и пониженных температур укладываются в общую закономерность увеличения температур в южном направлении и отражают особенности геологического строения локальных участков в пределах описываемой территории. На Восточно-Оренбургском валообразном поднятии сохраняется смещение геоизотерм в южном направлении, как и на карте эйфельско-нижнефранского комплекса. Выявленные зоны и участки повышенных и пониженных температур связаны с проявлением внутрипластовой вертикальной миграции, развитием солей и соляной тектоники.

Сравнивая между собой температурный режим эйфельско-нижнефранского и визейского комплексов, следует отметить, что эйфельско-нижнефранский комплекс в пределах южной части Бузулукской впадины и заливообразного участка в ее центральной части характеризуется более напряженным температурным режимом (90—110°). В визейском комплексе температурная зона (90—100°) развита лишь в узкой полосе на крайнем юге Бузулукской впадины. Обширная зона повышенных температур и локальные участки аномальных температур в пределах Бузулукской впадины и Восточно-Оренбургского валообразного поднятия более четко выражены в эйфельско-нижнефранском комплексе. В визейском комплексе они, в основном, также находят отражение, но становятся более сглаженными и уменьшаются в размерах.

Описанный геотермический режим эйфельско-нижнефранского и визейского комплексов позволяет проследить изменение фазового состояния залежей углеводородов, выявленных в этих комплексах, по площади их развития.

Так, залежи нефти, выявленные в эйфельско-нижнефранском комплексе в пределах рассматриваемой территории, находятся, в основном, в температурном диапазоне от 40° до 90°. Газоконденсатные и нефтегазоконденсатные залежи характеризуются температурами более 90° (Перелюбское, Разумовское, Зап.Вишневское, Куцебовское, Долинное и др. месторождения).

Крупной низкотемпературной аномалии на юге Бузулукской впадины соответствуют Грачевское, Сахаровское, Гаршинское, Конновское, Росташинское, Давыдовское и В.Зайкинское нефтяные месторождения. В то время как расположенные рядом (Зоринское, Зайкинское и др.) месторождения, за пределами аномалии, между геоизотермами 90° и 110° являются нефтегазоконденсатными. Т.е. температурную границу 90° можно расценивать как нижнюю границу переходной зоны изменения фазового состояния и состава залежей в эйфельско-нижнефранском комплексе.

Нефтяные залежи в визейском комплексе выявлены, в основном, в температурном диапазоне от 30° до 90°. Газоконденсатные залежи выявлены лишь в узкой зоне сочленения Бузулукской и Прикаспийской впадин за пределами изотермы 100° (Долинное месторождение). По сравнению с эйфельско-нижнефранским комплексом зона размещения нефтегазоконденсатных и газоконденсатных залежей является более узкой по площади развития комплекса.

Построенные графики (рис. 2а, б) отражают характер изменения фазового состава залежей в зависимости от температур и глубин залегания.

Так, на графике (рис. 2, а), характеризующем состав залежей в эйфельско-нижнефранском комплексе, температурная граница (90°) появления в разрезе нефтегазоконденсатных и газоконденсатных залежей соответствует глубине 3500 м. Ниже этой глубинной границы также размещаются и нефтяные залежи, но как показывает график, как правило, при более низких температурах. Температурный интервал 90—110° является переходной зоной в изменении состава залежей. Температуры более 110° определяют газоконденсатный состав залежей. Основная же часть нефтяных залежей приходится на температурный интервал от 40° до 90°.

На графике, характеризующем состав залежей в визейском комплексе (рис. 2, б), граница возможного размещения нефтегазоконденсатных и газо-

конденсатных залежей проходит также на глубине 3500 м при температурном режиме более 90°. Для более низких температур и меньших глубин характерны, в основном, нефтяные залежи.

Таким образом, с учетом выявленных температурных и глубинных границ для описанных эйфельско-нижнефранского и визейского комплексов можно проводить отдельный прогноз фазового состояния залежей углеводородов. Температурный интервал 90—110° является переходной зоной, в которой возможно размещение нефтяных, нефтегазоконденсатных и газоконденсатных залежей. В латеральном плане это обширный участок юга Бузулукской впадины, частично, захватывающий и центральную ее часть. Для температур более 110° характерно развитие преимущественно газоконденсатных залежей. По площади развития комплексов это соответствует крайнему югу Бузулукской впадины (зоне сочленения с Прикаспийской синеклизой). Глубины размещения нефтегазоконденсатных и газоконденсатных залежей более 3500 м. Остальные участки развития комплексов в пределах Бузулукской впадины и Восточно-Оренбургского валообразного поднятия, Соль-Илецкого выступа с температурным режимом и глубинными условиями залегания характерны для размещения нефтяных залежей.

Указанные особенности в размещении залежей углеводородов, различных по фазовому состоянию, позволяют более обоснованно прогнозировать фазовое состояние залежей углеводородов основных нефтегазоносных комплексов на любом участке изучаемой территории.

ЛИТЕРАТУРА

1. Барс Е.А., Зайдельсон М.И. Гидрогеологические условия формирования и размещения нефтяных и газовых месторождений Волго-Уральской области. — М., Недра, 1973, — 279 с.
2. Зорькин Л.М., Суббота М.И., Стадник Е.В. Нефтегазопроисхождение гидрогеология. — М., Недра, 1982, — 216 с.
3. Осадчий В.Г., Лурье А.И., Ерофеев В.Ф. Геотермические критерии нефтегазоносности недр, — Киев, Наукова думка, 1976, — 143 с.
4. Панченко А.С. Раздельное прогнозирование залежей газа и нефти. — М., Недра, 1985, — 199 с.
5. Хаджикулиев Я.А. Гидрогеологические закономерности формирования и размещения скоплений газа и нефти. — М., Недра, 1976, — 335 с.

Поступила в редакцию 12.12.06 г.