



УДК 550.36:553.98 (470.44)

## ПРОГНОЗ ФАЗОВОГО СОСТОЯНИЯ ЗАЛЕЖЕЙ УГЛЕВОДОРОДОВ НА ЮГО-ВОСТОКЕ ВОЛГО-УРАЛЬСКОЙ ПРОВИНЦИИ

М. П. Логинова, А. Т. Колотухин

Саратовский национальный исследовательский государственный университет имени Н. Г. Чернышевского  
E-mail: mp.loginova@mail.ru

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.

**Ключевые слова:** геотермические условия, температурные и глубинные границы, фазовое состояние, раздельный прогноз.

### Forecast of the Phase State of Hydrocarbon Deposits in the South-East of the Volga-Ural Province

M. P. Loginova, A. T. Kolotukhin

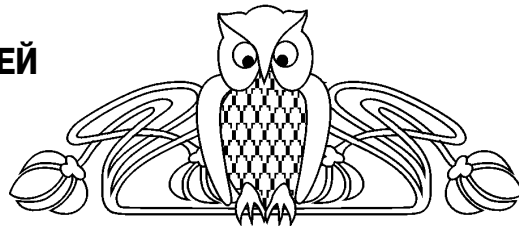
In article modern geothermal conditions of the main oil-and-gas complexes are analysed, temperature and deep borders of change of a phase condition of deposits of hydrocarbons are revealed, conclusions are drawn on a possibility of the separate forecast of deposits of fluids, various on structure, in the considered territory.

**Key words:** geothermal conditions, temperature and deep borders, phase state, separate forecast.

DOI: 10.18500/1819-7663-2016-16-4-248-252

Температурные условия оказывают существенное влияние на процессы нефтегазообразования и размещения залежей УВ различного физико-химического состава и фазового состояния. Работы, проведенные В. Ф. Ерофеевым, В. С. Лазаревым, В. Д. Наливкиным, С. Г. Неручевым, Л. А. Польштер, Ю. А. Висковским, В. И. Высоцким для различных регионов, подтвердили закономерность установленную К. К. Ландес в размещении залежей нефти и газа в вертикальном разрезе бассейнов в зависимости от температурных условий [1].

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) [2–5].

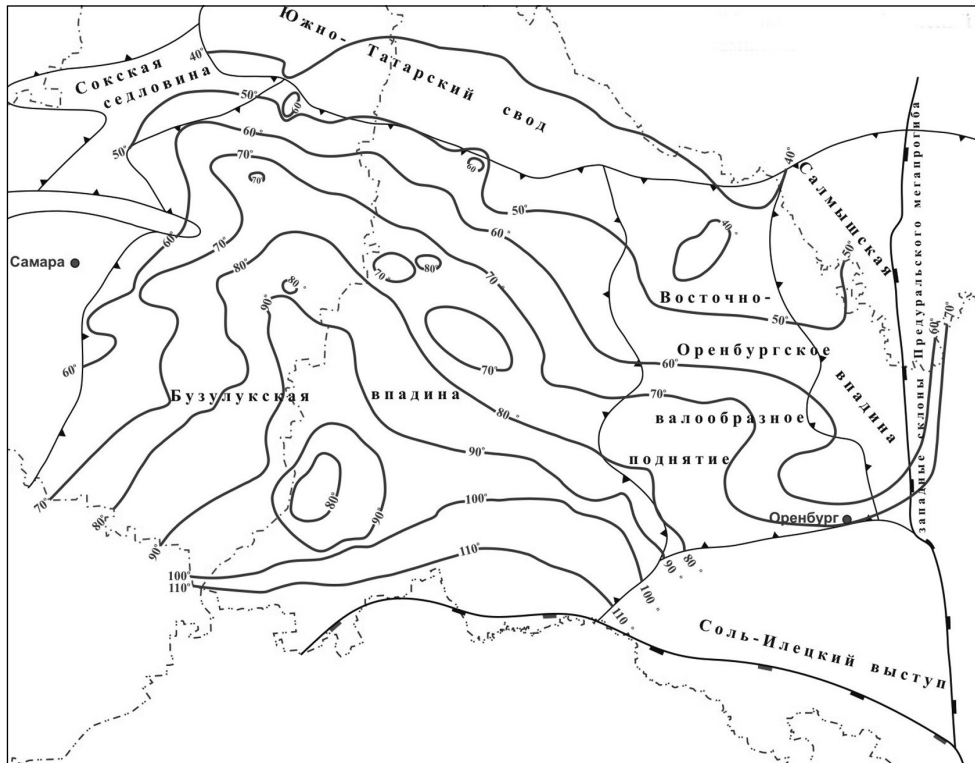


Приуроченность нефтяных залежей к областям пониженных, а газовых и газоконденсатных – повышенных температур была отмечена и для юго-востока Русской платформы [1].

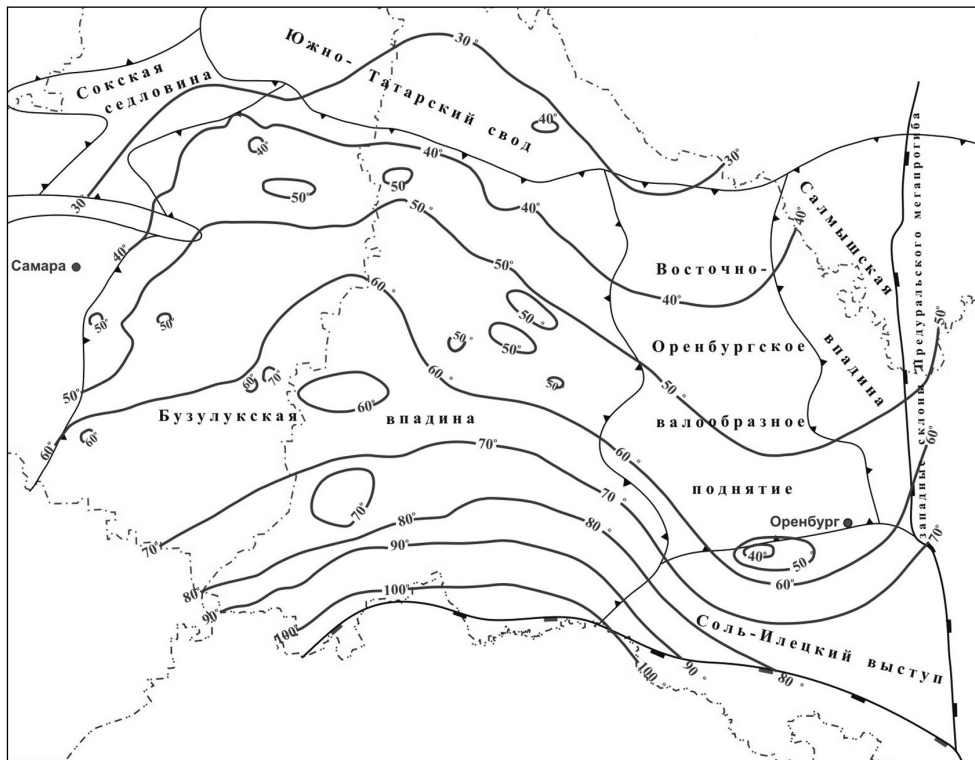
Исследуемая с целью прогноза фазового состояния залежей углеводородов территория юго-восточной части Волго-Уральской провинции включает Бузулукскую впадину, Восточно-Оренбургское валлообразное поднятие и Соль-Илецкий выступ.

Для выявления температурных и глубинных границ, на которых происходит смена фазового состояния залежей углеводородов как по площади, так и по вертикальному разрезу, изучались преимущественно терригенные по составу эйфельско-нижнефранский и визейский нефтегазоносные комплексы. Для них построены схематические карты геозотерм (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 геозотерм описываемых нефтегазоносных комплексов, составляет 2,5°/100 м.

Эйфельско-нижнефранский нефтегазоносный комплекс (см. рис. 1, а). Глубины залегания комплекса изменяются в широких пределах от 1800 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 исследуемой 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 110°C и более. С запада на восток температуры увеличиваются от 50 до 90°C. Минимальные значения температур отмечаются на севере Восточно-Оренбургского валлообразного поднятия и северо-западе Бузулукской впадины, максимальные – на юге Бузулукской впадины. На фоне общего возрастания температур с севера на юг и с запада на восток в пределах Бузулукской впадины и Восточно-Оренбургского сводового поднятия выявляются аномалийные участки пониженных и повышенных температур.



а



б



Рис. 1. Схематические карты геоизотерм эйфельско-нижнефранского (а) и визейского (б) нефтегазоносных комплексов: 1 – границы крупнейших тектонических элементов; 2 – границы крупных тектонических элементов; 3 – а) административная граница; б) государственная граница; 4 – геоизотермы, °С

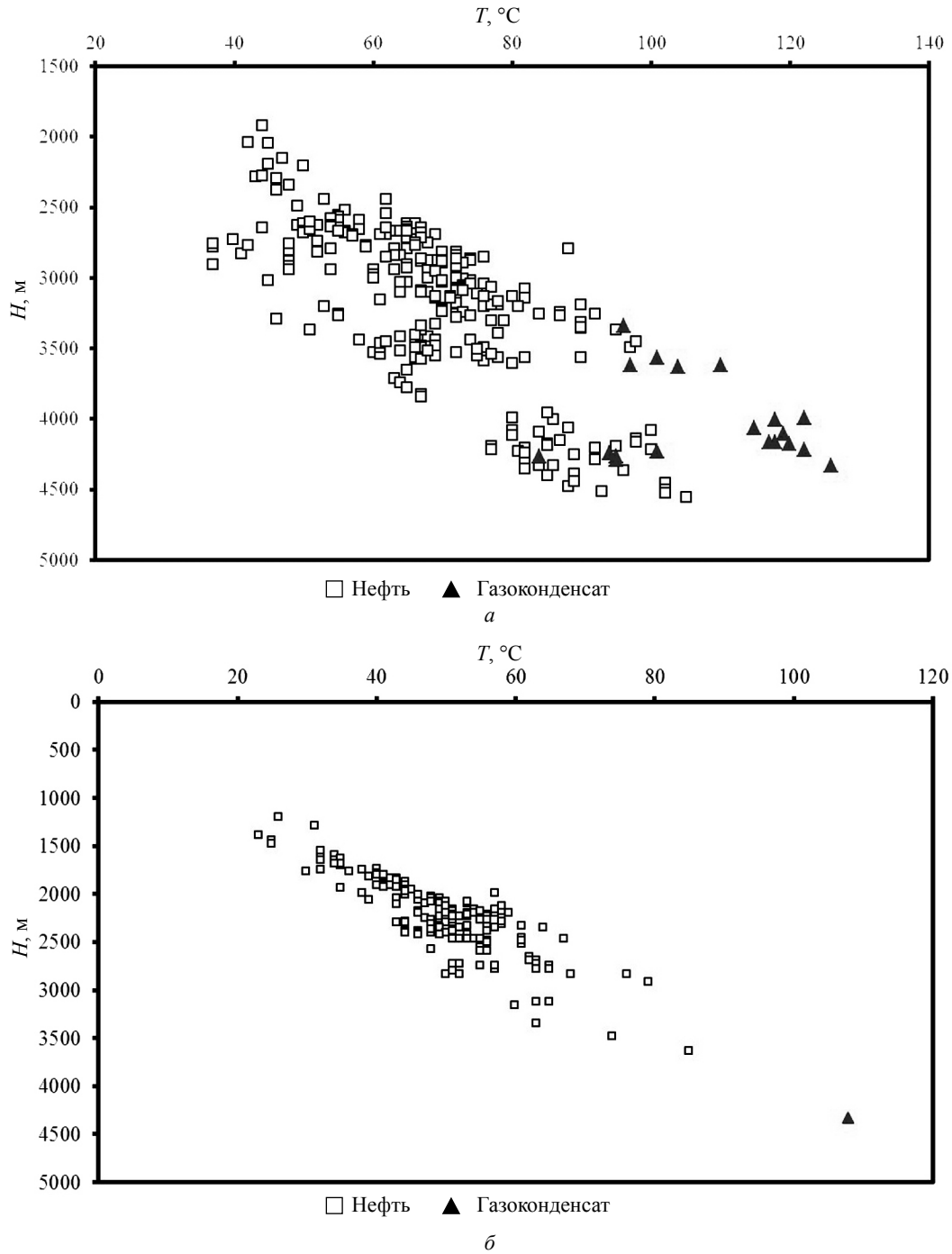


Рис. 2. Графики зависимости состава флюида от температуры и глубины: *a* – эйфельско-нижнефранской комплекс; *б* – визейский нефтегазоносный комплекс

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 Восточно-Зайкинского месторождений. В северной части Восточно-Оренбургского

валообразного поднятия 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, обусловленного соответствующей ориентировкой разрывных нарушений в фундаменте и терригенном комплексе девона в пределах Бузулукской впадины. Менее сложной и более субширотной ориентировкой геоизотерм характеризуется Восточно-Оренбургское валлообразное 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 обусловлены влиянием соленосных толщ кунгурского и казанского возраста, на Восточно-Оренбургском поднятии – весьма развитой в геологическом строении этой территории солянокупольной тектоникой.

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

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 низкотемпературный участок включает Южно-Спиридоновское, Коммунарское, Тананькское, Долговское, Курманаевское, Бобровское месторождения; на востоке такой участок включает Покровское, Пронькинское, Баклановское, Родинское, Руслановское месторождения, а также локальный участок на юге впадины, объединяющий Гаршинское, Широкодольское, Росташинское месторождения.

В пределах Восточно-Оренбургского валлообразного 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 выделяется также низкотемпературный участок.

Распределение геоизотерм на схематической карте визейского нефтегазоносного комплекса

имеет более простые очертания и носит субширотный 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 валлообразном 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 повышенным температурным режимом (90–110°C). В визейском комплексе температурная зона (90–100°C) 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 валлообразного 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 исследуемой территории, находятся в основном в температурном диапазоне от 40 до 90°C. Газоконденсатные и нефтегазоконденсатные залежи характеризуются температурами более 90°C (Перелюбское, Разумовское, Зап. Вишневское, Куцебовское, Долинное и другие 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°C являются нефтегазоконденсатными. Иными словами, температурную границу 90°C 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°C. Газоконденсатные залежи – лишь



в узкой зоне сочленения Бузулукской и Прикаспийской впадин за пределами изотермы 100°C (Долинное месторождение). По сравнению с эйфельско-нижнефранским комплексом зона размещения нефтегазоконденсатных и газоконденсатных залежей является более узкой по площади развития комплекса.

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

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

На графике, характеризующем состав залежей в визейском комплексе (рис. 2, б) граница возможного размещения нефтегазоконденсатных и газоконденсатных залежей проходит также на глубине 3500 м при температурном режиме более 90°C. 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°C 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°C 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, Восточно-Оренбургского валообразного поднятия и Соль-Илецкого выступа с температурным режимом и глубинными условиями залегания характерны для размещения нефтяных залежей.

Указанные особенности в размещении залежей углеводородов позволяют более обоснованно прогнозировать их фазовое состояние в эйфельско-нижнефранском и визейском нефтегазоносных комплексах на любом участке изучаемой территории. Это находит подтверждение в открытиях последних лет. Так, на юге Бузулукской впадины открыты Зареченско-Сладковское, Северо-Елтышевское и другие месторождения, где в отложениях среднего девона и нижнего карбона установлены газовые и газоконденсатные залежи в соответствии с установленными глубинными границами и современными температурами.

#### Библиографический список

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. Нефтегазопроисковая гидрогеология. М. : Недра, 1982. 216 с.
3. Осадчий В. Г., Лурье А. И., Ерофеев В. Ф. Геотермические критерии нефтегазоносности недр. Киев : Наук. 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.

#### Образец для цитирования:

Логинова М. П., Колотухин А. Т. Прогноз фазового состояния залежей углеводородов на юго-востоке Волго-Уральской провинции // Изв. Саратов. ун-та. Нов. сер. Сер. Науки о Земле. 2016. Т. 16, вып. 4. С. 248–252. DOI: 10.18500/1819-7663-2016-16-4-248-252.