

КРИТЕРИИ ПРОГНОЗА ЗАЛЕЖЕЙ УГЛЕВОДОРОДОВ В ПОДСОЛЕВЫХ ОТЛОЖЕНИЯХ ЮЖНОГО БОРТА ПРИКАСПИЙСКОЙ ВПАДИНЫ

Е.И. Сорокова, М.И. Трунова, Г.А. Кочофа
(РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина)

Оценка потенциальных ресурсов нефти и газа в земной коре в последнее время волнует специалистов-нефтяников всего мира. В этой связи большие надежды возлагаются на нефтегазоносность глубоких недр. Поиски и разведка глубокопогруженных горизонтов, несмотря на современные технические возможности, связаны с огромными трудностями бурения и требуют больших затрат. Для повышения эффективности поисково-разведочных работ необходимо выявление надежных критериев оценки нефтегазоносности глубоких горизонтов, в том числе отдельного прогноза их фазового состояния, так как более актуальной проблемой являются поиски жидких углеводородов.

Высокая перспективность глубокопогруженных горизонтов обычно наблюдается в подсолевых отложениях. Крупные скопления нефти и газа известны во многих соленосных регионах: Прикаспийском, Днепровско-Донецком, Туранском (Туркмения), Средневропийском (Западная Европа), Сахарском (Алжир), Суэцком (Египет), Пермском (США), Нижнеконголезском (Ангола) и др. Соленосные толщи, разделяющие осадочный чехол на надсолевые и подсолевые отложения, безусловно, влияют на условия формирования и закономерности размещения залежей нефти и газа, но являются лишь косвенным показателем.

При разработке критериев прогноза необходимы количественные оценки. Глубина погружения соленосных толщ, их толщина и возраст не отвечают на эти вопросы, и, наконец, соленосные толщи не определяют фазовое состояние углеводородов в подсолевых отложениях. Кроме того, известны регионы с крупными скоплениями нефти и газа, в разрезе которых отсутствуют отложения соли. К таким регионам относятся, например, Дагомейско-Нигерийский (Нигерия), Ферганский и др. Тем не менее некоторые показатели характерны для всех глубокопогруженных нефтегазоносных горизонтов. Это, в частности, высокие температуры и сверхгидростатические (аномальные) пластовые давления, характеризующие тер-

Рассмотрены вопросы, связанные с прогнозом распространения нефти, газа и газоконденсата на больших глубинах. Критерии прогноза определяли из числа термобарических параметров. В качестве инструмента отдельного прогноза послужила «Модель фазовых состояний углеводородной системы глубоких горизонтов нижней термобарической мегазоны в зависимости $T - K_c$ », где K_c – коэффициент сверхгидростатичности пластовых давлений. В этой связи приведены различные механизмы образования сверхгидростатичности.

Прогноз фазовой зональности углеводородов выполнен во впадинах: Прикаспийской, дельты р. Нигер и Нижнеконголезской.

This article deals with the problems of forecasts of oil, gas condensate lying at deep horizons.

The forecasts criteria were derived from a number of thermobaric parameters. «Model of phase states of hydrocarbon system of deep horizons of lower thermobaric megazone depending on the ratio $T - K_c$ », where K_c – coefficient of superhydrostatic layers pressures – has served as an instrument for separate forecast.

In this connection different mechanisms of superhydrostaticity formation are presented here. The phase zone forecast of hydrocarbons is performed in the Precaspian depression, River Niger Delta depression and the Lower Congolese depression.

мобарические условия в глубоких недрах. Динамика этих условий во времени определяет основные процессы нефтегазообразования и нефтегазоаккумуляции. С термобарическими условиями связаны фазовое состояние углеводородов, фазовые равновесия и переходы. Принимая это во внимание, при разработке критериев отдельного прогноза нефте- и газонасыщенности глубоких горизонтов земной коры в качестве основных показателей были приняты пластовые температуры и давления.

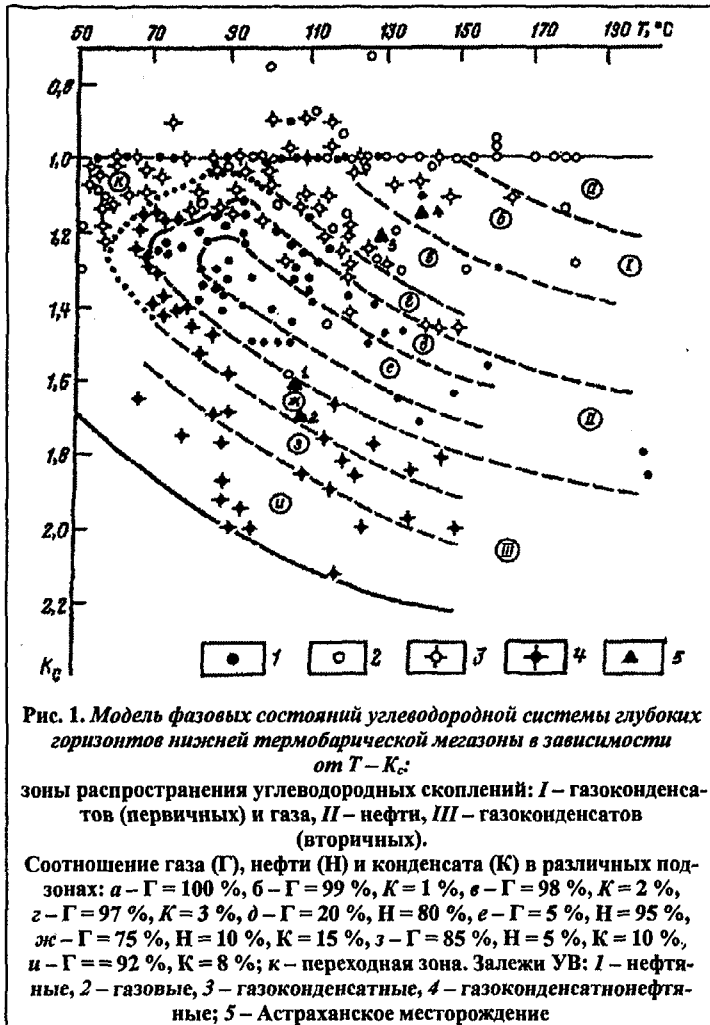
Изучение изменения пластовых давлений позволило установить, что до опре-

деленных глубин наблюдаются нормальные давления, близкие к гидростатическим, но с некоторых глубин они начинают превышать гидростатические. Это явление возникает повсеместно на определенных глубинах благодаря силам гравитационного сжатия пород под воздействием возрастающего веса вышележащей толщи.

В.М. Добрынин и В.А. Серебряков (1978) полагают, что сверхгидростатические давления в пласте сохраняются в течение небольшого отрезка времени. Если бы сверхгидростатические давления сформировались в раннем геологическом возрасте, то они вряд ли могли бы сохраниться до настоящего времени из-за прерывистого осадконакопления. Поэтому для оценки современных сверхгидростатических давлений основную роль играют скорости осадконакопления в плиоцен-антропогенное время ($N_2 - Q$).

Для отдельного прогноза интерес представляют связь пластовых температур и давлений с глубиной и их взаимообусловленное влияние на фазовое состояние УВ осадочного чехла.

Изучение связи пластовых температур и давлений с глубиной показало, что до определенных глубин давления линейно изменяются с глубиной. Пластовые температуры также близки к нормальному распределению. Начиная с глубин 1,2...3,5 км пластовые давления в разрезе начинают постепенно возрастать, превышая нормальные гидростатические в 1,1...2,0 раза. Вследствие этого нарушается прямая зависи-



мость давления от глубины, возникает нелинейная связь. Аналогичная нелинейная зависимость отмечается между температурой и глубиной с той лишь разницей, что скорость увеличения температур с глубиной обычно уменьшается, а скорость возрастания давлений, напротив, увеличивается. В верхней части разреза температуры и давления изменяются прямо пропорционально глубине, в нижней – экспоненциально или логарифмически. Нижняя часть разреза (глубокие горизонты) отличается от верхней более высокими температурами и сверхгидростатическими пластовыми давлениями и относится к нижней термобарической мегазоне [1].

При нелинейном изменении температуры и давления с глубиной для разработки критериев прогноза фазовой зональности УВ необходимы детерминированные модели, которые основаны на классическом причинно-следственном подходе и позволяют по данному значению X предсказать значение Y с вероятностью $P = 1$.

Согласно этому положению на обширном фактическом материале построена модель фазовых состояний углеводородной системы глубоких горизонтов, представленная на рис. 1. Использовано более 1500 газовых, нефтегазовых, нефтяных, газоконденсатных, газоконденсатнонефтяных залежей основных нефте-

газоносных регионов мира. Физическим смыслом модели является известное термодинамическое положение о том, что давление способно передвинуть критическую температуру кипения жидкости, плавления твердых тел. Поэтому чем выше пластовые давления, тем выше должны быть температуры, при которых могут протекать процессы преобразования органического вещества и деструкции углеводородов. Это явление объясняется тем, что давление повышает сжатие молекул, в связи с чем значительная часть тепловой энергии расходуется на преодоление этого сжатия. Образование и сохранение жидких УВ возможно даже в условиях очень высоких температур, если эти температуры в недрах взаимосвязаны с высокими давлениями. Такими давлениями, которые могли бы создать пластовое сжатие, по мнению авторов, являются сверхгидростатические пластовые, темпы возрастания которых с глубиной значительно опережают темпы повышения температур. В связи с этим модель фазовых состояний углеводородной системы глубоких горизонтов приведена в координатах $T - K_c$, где K_c – коэффициент сверхгидростатичности (отношение пластового давления к гидростатическому). По сочетанию T и K_c модель дифференцируется на ряд зон и служит инструментом раздельного прогноза нефте- и газоносности глубоких горизонтов. На диаграмме (см. рис. 1) четко выделяются зоны: I – газоконденсата первичного и газа, II – нефти, III – газоконденсата вторичного. Первичные газоконденсаты – это самостоятельный продукт преобразования ОВ. Вторичные газоконденсаты представляют собой легкие фракции нефтей, растворенных в сжатых газах. Эти газоконденсаты отличаются по термобарическим и геохимическим параметрам, а также по количественному (процентному) соотношению в залежах ресурсов газа, конденсата и нефти.

Изучая нефтегазоматеринские свиты глубокопогруженных горизонтов, М.И. Лоджевская [2] на основании химико-битуминологических данных делает вывод о том, что во многих нефтегазоносных бассейнах процессы нефтеобразования в интервале глубин 4...9 км не только не завершаются, а, наоборот, усиливаются, о чем свидетельствуют увеличение битумного коэффициента, нейтральность битума и увеличение количества метаново-нафтеновых фракций в составе УВ. При этом глубины не оказывают существенного влияния на ухудшение генерирующих свойств нефтегазоматеринских свит.

Авторы статьи полностью согласны с этим выводом и считают его надежным аргументом для поисков нефти и газа на больших глубинах. Генерационный потенциал нефтегазоматеринских свит зависит от взаимообусловленного влияния на ОВ пород давлений и температур. Высокие температуры способствуют полной реализации нефтематеринскими свитами своего генерационного потенциала. Сверхгидростати-

ческие пластовые давления тормозят деструкцию ОВ и направляют ход реакции генерации УВ в сторону определенного фазового состояния. Так, например, в Западно-Кубанском прогибе кумская и майкопская нефтематеринские свиты кайнозойского возраста погружены на глубину 5,5 км. Максимальные температуры здесь достигают 165...176 °С, $K_c = 1,5...1,6$. На глубине 4,5...5,0 км в термобарической обстановке при $T = 165$ °С и $K_c = 1,5$ возможна генерация нефти и первичного газоконденсата. В более глубокой части разреза, где $H = 5,5$ км, $T = 176$ °С, $K_c = 1,6$, объемы генерации жидкой фазы УВ возрастают (см. рис. 1).

Иная картина наблюдается на древней Сибирской платформе в зоне траппового магматизма Тунгусско-го региона, связанного с кембрийскими и верхнепалеозойскими образованиями, где температура достигает 200 °С, а давления не превышают гидростатические ($K_c = 1,0$). Отсутствие сверхгидростатических давлений при столь высоких температурах приводит к деструкции ОВ.

Для сравнения Прикаспийской впадины с некоторыми нефтегазоносными регионами рассмотрим раздельный прогноз нефте- и газосности в глубоких горизонтах впадины — дельты р. Нигер и Нижнеконголезской. Глубокие горизонты высокоперспективны для поисков нефти и газа во всех перечисленных впадинах, каждая из которых по-своему уникальна, требует глубоких обособленных исследований и говорит о том, что метод аналогий без использования определенных критериев не дает положительных результатов.

Впадина дельты р. Нигер (Нигерия). Крупные скопления углеводородов, приуроченные к впадине дельты р. Нигер, в краевой системе Западной Африки представляют собой центр нефтегазонакопления. Нефтегазоносен здесь главным образом разрез кайнозоя, сложенный дельтовыми и прибрежно-морскими осадками. Максимальная толщина этих отложений здесь достигает 7000 м. Разрез начинается свитой Аката, сложенной толщей морских глин с прослоями песчаников в кровле. Выше залегает свита Агбада — прибрежно-морские и дельтовые глинисто-песчаные отложения. Венчается разрез континентальными осадками свиты Бенин. К нефтематеринским отложениям отнесены глины свит Аката и Агбада. Продуктивные горизонты приурочены к рыхлым песчаникам свиты Агбада. Надежными покрывками служат пачки глин.

Во впадине выявлены преимущественно залежи нефти, при этом возможность их обнаружения на суше и шельфе адекватна. Брахиантиклинальные складки, к которым приурочены нефтяные месторождения, сравнительно небольшие — 10×8 км. Но месторождения в основном крупные за счет многопластовости.

Продуктивные горизонты, приуроченные к свите Агбада, представлены переслаивающимися песчаниками и глинами. Коллекторами служат песчаники, средняя пористость которых составляет 30...35 %, проницаемость — более 100 мД. Глубина залегания

залежей нефти колеблется в пределах 1000...4000 м. Дебиты отдельных скважин изменяются от 200 до 500 т/сут, а иногда превышают 1000 т/сут. Нефть преимущественно малосернистая, высокопарафинистая, ее средняя плотность — 0,840 г/см³.

Крупные скопления УВ во впадине дельты р. Нигер обусловлены, прежде всего, условиями их генерации. В этом процессе огромную роль сыграли мощные толщи терригенных дельтовых отложений, сильно обогащенных рассеянным органическим веществом, и благоприятный термобарический режим образования ОВ в углеводороды нефтяного ряда.

Для впадины дельты р. Нигер характерны высокие температуры, достигающие 180 °С, и сверхгидростатические пластовые давления, превышающие на отдельных участках гидростатические в 2 раза. В качестве механизмов возникновения здесь сверхгидростатичности можно назвать повышенную неотектоническую активность и высокие скорости накопления осадков в плиоцен-антропогеновое время ($N_2 — Q$), которые привели к гравитационному уплотнению осадочных горных пород. Соленосные толщи в разрезе впадины отсутствуют. Коэффициент сверхгидростатичности (K_c) и температуры возрастают с глубиной.

На больших глубинах впадины (> 6 км) возможны скопления жидких УВ. При температурах 180 °С и $K_c = 1,6...1,8$ следует ожидать скопления нефти, реже скопления вторичных газоконденсатов с высоким содержанием конденсата и нефти.

Нижнеконголезская впадина (Ангола) является частью пассивной окраины Приатлантической африканской платформы, которая отделена от соседних депрессий выступами фундамента Майомбе (на севере) и Амбриж (на юге). Со стороны суши она ограничена выходами на дневную поверхность докембрийских кристаллических пород, а в океане граница впадины условно устанавливается в районе изобаты 3000 м, где намечается зона сочленения континентальной коры с океанической [3]. По системе разломов, ориентированных параллельно береговой линии и перпендикулярно к ней, фундамент впадины ступенчато погружается к западу.

В разрезе осадочного чехла выделяются три структурных этажа, которым соответствуют нефтегазоносные комплексы: подсолевой — рифтовый (доаптский), надсолевой — пострифтовый (апт-эоценовый) и наложенный — неотектонический (олигоцен-четвертичный). Соленосная толща приурочена к подошве надсолевого комплекса и датируется аптским возрастом. Соляная тектоника носит спокойный характер, залежание соли пластовое или в виде линз.

Промышленная нефтегазоносность подсолевого комплекса установлена на 24 площадях, в том числе 13 из них находятся на шельфе. Начальные разведанные запасы нефти комплекса составляют 133,6 млн т и сосредоточены главным образом в песчаниках Лукула и Эрва и в кавернозных известняках Тока. Наиболее богатые горизонты надсолевого комплекса при-

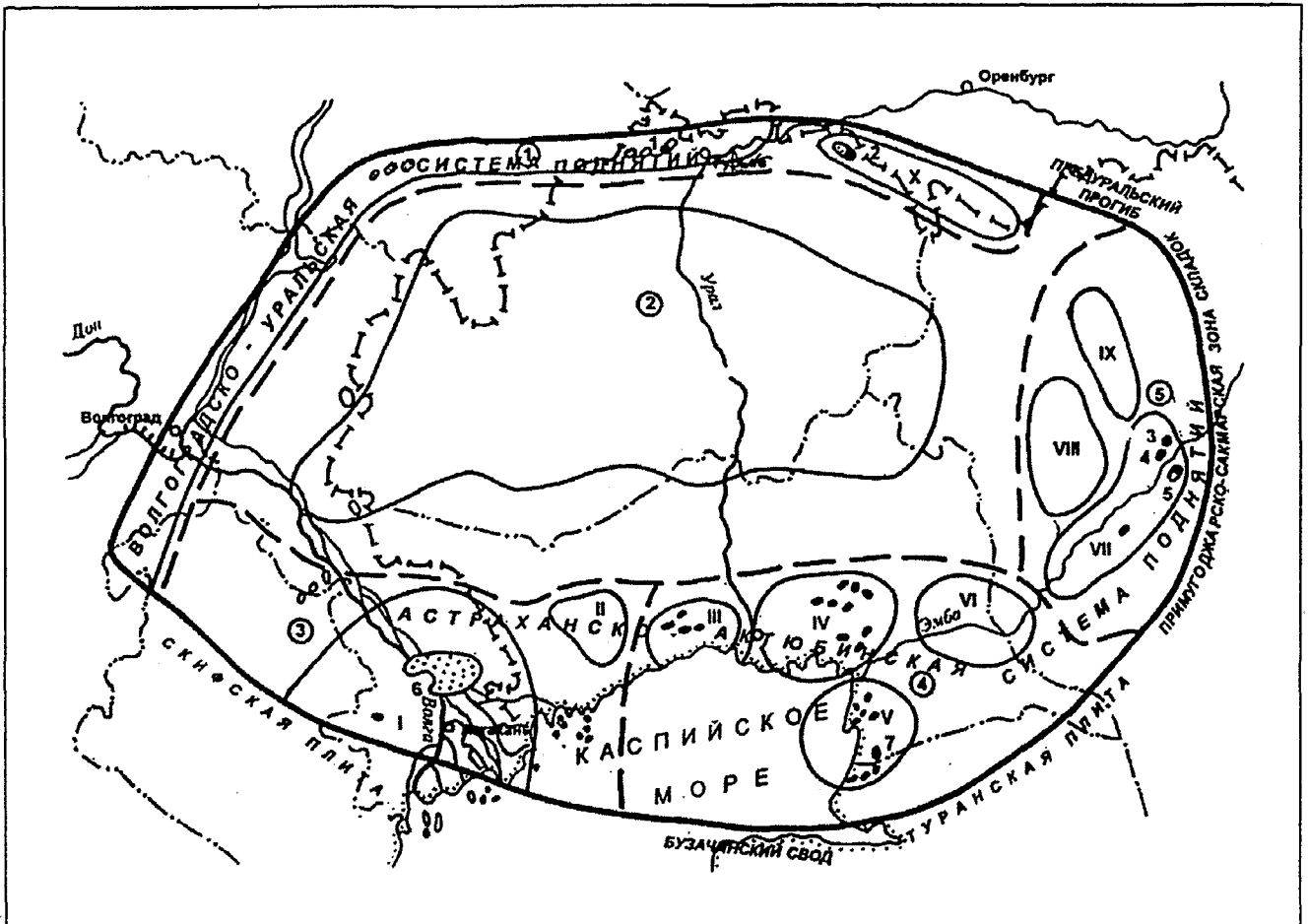


Рис. 2. Прикаспийская нефтегазоносная провинция:

нефтегазоносные области: ① – Волгоградско-Карачаганакская, ② – Центрально-Прикаспийская, ③ – Астраханско-Калмыцкая, ④ – Южно-Эмбинская, ⑤ – Жаркамышско-Енбекская.

Структурные элементы: I – Астраханский свод, II – Мынгобинская зона поднятий, III – Северо-Каспийский свод, IV – Гурьевский свод, V – Каратон-Тенгизская зона поднятий, VI – Бинжалский свод, VII – Жаркамышский свод, VIII – Кзылджарский свод, IX – Енбекский свод, X – Карачаганак-Кобландинский мегавал.

Месторождения: 1 – Западно-Тепловское, 2 – Карачаганакское, 3 – Бозобинское, 4 – Кенкиякское, 5 – Жанажольское, 6 – Астраханское, 7 – Тенгизское

урочены к известнякам и доломитам свиты Пинда (альбский ярус нижнего мела). В коллекторской толще свиты Пинда открыто более 25 залежей, 12 из которых по запасам нефти являются крупными и средними. Дебиты, полученные в скважинах-открывательницах (700...1470 т/сут) свидетельствуют о высокой региональной нефтегазоносности карбонатных коллекторов.

Анализ температур осадочного чехла показал, что в Нижнеконголезской впадине господствовал жесткий геотермический режим, обусловленный поздней консолидацией фундамента и его сравнительно умеренной глубиной залегания. Максимальные температуры на глубинах 4500...4850 м достигают 165...185 °С.

В олигоцен-антропогеновый отрезок времени впадина подвергалась сильной активизации, что привело к накоплению мощной глинистой толщи с линзами песков и алевролитов, толщина которых в погруженной части превышает 5000 м. Высокие скорости накопления осадков повлекли за собой возникновение сверхгидростатических пластовых давлений. Коэф-

фициент сверхгидростатичности пластовых давлений (K_c) возрастает с глубиной. В надсолевых отложениях его значения не превышают 1,2...1,3, в подсолевых они достигают 1,5...1,8.

Взаимосвязь высоких температур (165...185 °С) с соответствующими сверхгидростатическими пластовыми давлениями ($K_c = 1,5...1,8$) способствует образованию и сохранению в глубоких недрах жидких углеводородов. Крупные скопления нефти могут быть выявлены в подсолевых отложениях на глубинах, превышающих 6 км.

Прикаспийская впадина. Основные прогнозные ресурсы углеводородов в Прикаспийской впадине связываются с глубокопогруженными подсолевыми отложениями перми, карбона и девона. В последнее время в подсолевых отложениях открыты крупные месторождения нефти, газа и газоконденсата – Астраханское, Оренбургское, Карачаганакское, Кенкиякское. Месторождения УВ наблюдаются практически по всему периметру впадины (рис. 2).



Рис. 3. Схематический профильный разрез Прикаспийской впадины

В структурном плане впадина представляет собой глубокую депрессию, прогибание которой произошло кольцеобразными уступами. По данным комплекса региональных геофизических работ различают три структурные кольцеобразные зоны: внутреннюю прибортовую, переходную и центральную депрессионную. Фундамент впадины архейско-карельского возраста имеет гетерогенное строение.

Мощный чехол, достигающий 20...22 км, подразделяется на три комплекса: подсолевой, солевой и надсолевой. Подсолевой комплекс представлен терригенно-карбонатными отложениями с преобладанием карбонатных и относится к рифею и палеозою (до артинского яруса включительно). Солевой сложен галогенными осадками кунгура и нижней перми. Надсолевой комплекс включает карбонатно-терригенные породы верхней перми, мезозоя и кайнозоя. В прибортовых зонах впадины кровля подсолевых отложений погружена на 3...7 км.

Прикаспийская впадина, расположенная между древней Восточно-Европейской и молодой Скифско-Туранской платформами, по своей истории геологического развития, модели строения, глубине залегания фундамента, фаціальным особенностям, толщине осадочного чехла является уникальной. В этой связи не менее уникальным представляется геотермобарический режим подсолевых отложений, положенный в основу изучения фазовой зональности УВ. Механизм образования сверхгидростатических пластовых давлений в Прикаспийской впадине не вписывается в общую схему и не может быть сравним с образованием сверхгидростатичности в подсолевых отложениях Нижнеконголезской впадины. В Прикаспийской впадине геотермобарический режим тесно связан с накоплением сверхмощной толщи соли и с процессами галокинеза (рис. 3).

Анализ современных температур осадочного чехла показал, что Прикаспийская впадина отличается низким термальным полем, характерным для древних платформ. Кривые, представленные на рис. 4, свидетельствуют об экспоненциальном возрастании геотермических градиентов с глубиной, темп которого увеличивается начиная с глубины 3,0 км. Наиболее прогреты отложения южного борта впадины, макси-

мум наблюдается на западе, в пределах Астраханского свода. Здесь современные температуры на глубине 4 км колеблются от 102 до 128 °С, а в юго-восточной зоне, на площади Биикжалъ, на этой же глубине они не превышают 98...103 °С. Относительно повышенная напряженность геотермического поля (до 130 °С) прослеживается в районах, примыкающих к Каспийскому морю (Каратон-Тенгизская зона). Иная картина наблюдается в Нижнеконголезской впадине. На этой же глубине современные температуры колеблются от 155 до 185 °С. Низкая прогретость недр Прикаспийской впадины обуславливается ранней консолидацией фундамента, его глубоким погружением, а также убывающим во времени тепловым потоком и охлаждением недр за счет огромных масс соли, обладающих низким тепловым сопротивлением.

В подсолевых отложениях Прикаспийской впадины, так же как и в Нижнеконголезской, в залежах УВ отмечены сверхгидростатические давления. Однако распределение коэффициента сверхгидростатичности (K_c) по разрезу в этих впадинах диаметрально противоположное. В Нижнеконголезской впадине значения K_c возрастают вниз по разрезу от 1,1 до 1,8, достигая своего максимума в подсолевой толще на глубинах более 4,5...5,0 км, что характерно для многих нефтегазоносных регионов. В Прикаспийской впадине сверхгидростатические пластовые давления возникают непосредственно под солью, в интервале глубин 3,7...3,9 км, где они часто превышают гидростатические в 2 раза. Затем вниз по разрезу значения K_c линейно уменьшаются (рис. 5). Подобное явление в природе встречается крайне редко и свидетельствует о более сложном механизме образования сверхгидростатических пластовых давлений в Прикаспии. В Нижнеконголезской впадине сверхгидростатические пластовые давления, сохранившиеся до настоящего времени, сформировались под действием неотектонических процессов, которые привели к интенсивному осадконакоплению в неоген-четвертичное время и способствовали гравитационному уплотнению горных пород.

В Прикаспийской впадине неоген-четвертичные отложения развиты слабо и по толщине не превышают 200...300 м. Появление здесь сверхгидростатических

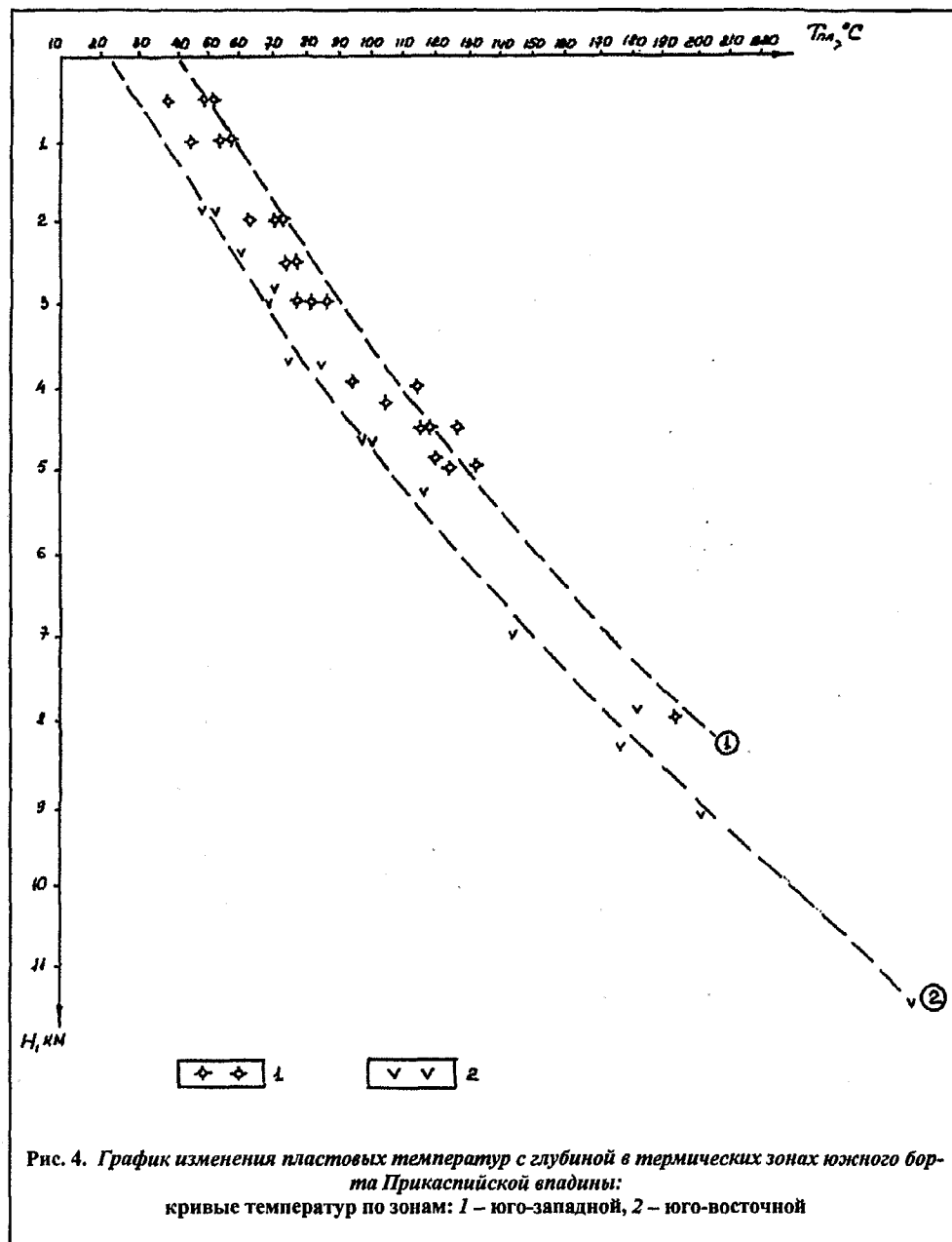


Рис. 4. График изменения пластовых температур с глубиной в термических зонах южного бор-
та Прикаспийской впадины:
кривые температур по зонам: 1 – юго-западной, 2 – юго-восточной

пластовых давлений, по мнению авторов, обусловлено развитием солянокупольной тектоники, основным фактором которой является наличие огромных масс пластичных каменных и калийных солей. Типичное выражение структур соляной тектоники – это купола с ядром (штоком) из каменной соли. Форма соляных куполов обычно округлая, площадью до 100 км² и высотой более 5...6 км. Такие соляные купола широко развиты в Прикаспийской впадине (см. рис. 3). Структурообразующим фактором соляных куполов считается геостатическое давление, которое возникает благодаря весу горных пород, залегающих неравномерно над соленосными отложениями. Процесс роста соляных штоков и прорыва ими вышележащих пород протекает относительно быстро, прерывисто и толчками. Пластическая деформация огромных масс соли, ее текучесть и перетоки, безусловно, произошли под действием гео-

статической нагрузки вышележащих горных пород. Однако высокая степень проявления галокинеза в Прикаспийской впадине определялась в первую очередь напряженностью геотектонического режима, интенсивностью вертикального смещения крупных блоков фундамента по глубинным разломам, а также сверхглубоким прогибанием впадины кольцеобразными уступами в течение среднего и позднего палеозоя. Трудно отрицать огромную роль геотектонической активности в образовании такого большого числа соляных куполов, высота которых превышает 5...6 км. При сравнении Прикаспийской впадины с Нижнеконголезской было установлено, что геостатическое давление в последней даже несколько выше. Однако только свита Малембу (верхний палеоген – неоген) достигает по толщине 5 км. Тем не менее соляная тектоника в Нижнеконголезской впадине носит спокойный характер, соляные купола отсутствуют. Таким образом, прорыв вышележащих отложений соляными штоками, по крайней мере, в Прикаспийской впадине происходит под действием как геостатических, так и глубинных сил. Растущий соляный купол вызывает противодействующую силу, направленную вниз (третий закон Ньютона – сила действия равна силе противодействия). По мере того как соляный шток толчками прорывает вышележащие породы, противодействующая сила выталкивает значительные порции флюидов из соляной толщи в нижележащие пермские отложения. Одновременно с этим терригенные и глинисто-карбонатные осадки перми испытывают сжатие. Напряжение в этой толще усиливается еще и тем, что она залегаем на жестких уступах карбонатного комплекса карбона, представляющего органическими и рифогенными известняками с ограниченной степенью уплотнения.

Под действием прерывистых импульсных ударов, направленных сверху, отжатие флюидов происходило вниз по разрезу, в пористые и проницаемые песчаные и карбонатные породы-коллекторы. Флюиды проникали все глубже и глубже, но объемы их с глубиной уменьшались.

По-видимому, с постепенно затухающей нисходящей миграцией флюидов связано падение коэффициента сверхгидростатичности пластовых давлений вниз по разрезу (см. рис. 5).

В свете изложенных данных по термобарическим параметрам производится прогноз фазовой зональности УВ в глубоких горизонтах подсолевых отложений южного борта Прикаспийской впадины. В восточной части южного борта наблюдаются более низкие температуры и высокие значения коэффициента сверхгидростатичности пластовых давлений (K_c). В западной части, напротив, температуры на тех же глубинах на 25...30 °С выше, а K_c значительно ниже (см. рис. 4 и 5). Следует акцентировать внимание на том, что общая закономерность при этом сохраняется — температуры с глубиной повышаются, а K_c снижается. В связи со снижением K_c с глубиной не следует ожидать скопления жидких УВ в сверхглубоких недрах.

На юго-востоке, в Каратон-Тенгизской зоне поднятий открыто Тенгизское нефтяное месторождение с залежью на глубине 4051...4650 м. Этаж нефтеносности превышает 1600 м, тип залежи массивный, продуктивность связана со средне-нижнекаменноугольными и верхнедевонскими известняками, преимущественно обломочными. На каменноугольных отложениях с резким несогласием залегают артинские карбонатно-глинистые породы толщиной до 100 м, выше — соленосный комплекс кунгура [4]. Среднее значение ВНК — на уровне 5350 м, начальная пластовая температура в каменноугольных отложениях — 121 °С. Коэффициент сверхгидростатичности (K_c) достигает 2,0.

Формирование залежи происходило, по-видимому, в поздней перми. Залежь сохранилась до новейшего времени, но подверглась процессам гипергенеза. В условиях нормальных гидростатических давлений нефтяная залежь обладала относительно небольшим давлением насыщения. По мере погружения отложений карбона на глубины 4,0...4,5 км и интенсивного развития галокинеза в нефтяную залежь месторождения Тенгиз противодействующей силой растущих куполов из соленосной толщи были выжаты флюиды,

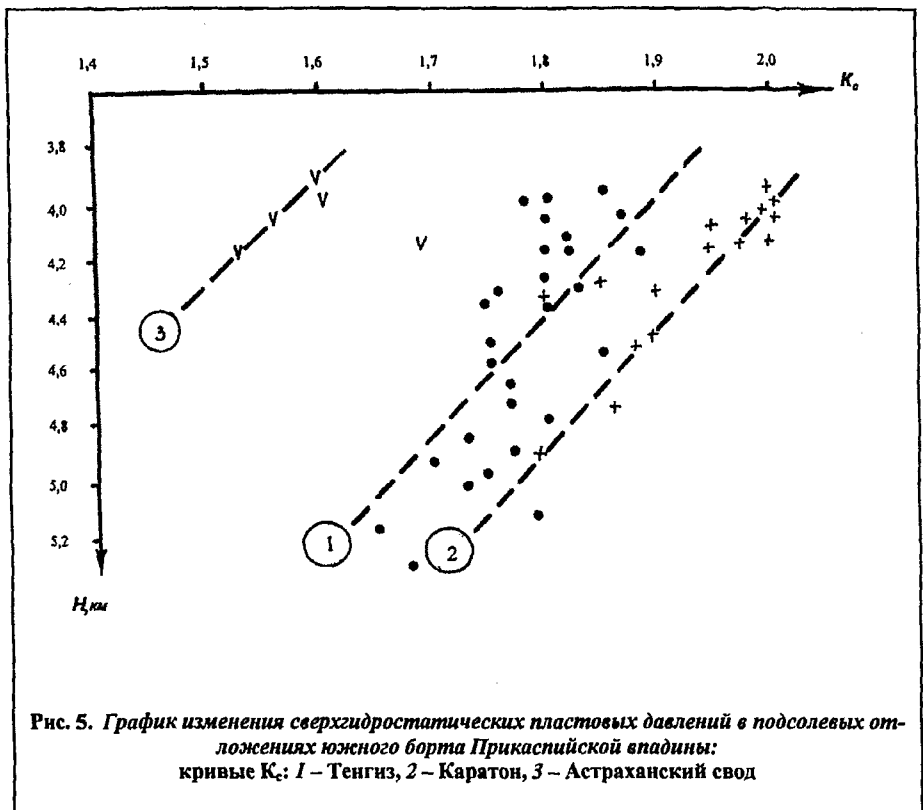


Рис. 5. График изменения сверхгидростатических пластовых давлений в подсолевых отложениях южного борта Прикаспийской впадины: кривые K_c : 1 — Тенгиз, 2 — Каратон, 3 — Астраханский свод

содержащие в своем составе значительные объемы сероводорода и углекислого газа, источником образования которых являлись сульфаты соленосных пород. Приток газа создал высокую газонасыщенность пластовой нефти и повлек за собой резкое увеличение пластовых давлений, которые местами превысили гидростатические в 2 раза.

Экстремальные условия размещения залежи — близость подошвы соленосной толщи, высокий коэффициент сверхгидростатичности, наличие в газах большого количества сероводорода и хлоридов металлов, унаследованных из соленосной толщи, — способствовали деасфальтизации нефти и образованию твердых битумов. Можно предположить, что с падением K_c вниз по разрезу количество твердых битумов в разрезе будет уменьшаться.

В юго-восточной прибортовой зоне, примыкающей к акватории Каспийского моря, при падении K_c от 2,0 до 1,4 и увеличении температур максимум до 140 °С предполагаются нефтяные УВ до глубины 6 км. Ниже следует ожидать исключительно высокотемпературный газ и первичные газоконденсаты, так как снизившиеся пластовые давления (K_c до 1,2...1,3) не обеспечивают сохранение жидкой фазы.

Юго-западная зона южного борта впадины отличается более высокой прогреваемостью недр. В пределах Астраханского свода на глубине 4 км современные температуры равны 102...128 °С. Палеотемпературы на этой же глубине, по данным прогноза, составляли 120...140 °С. Подобный геотермический режим позволяет предположить, что в юго-западной зоне при нормальных гидростатических давлениях генерировались значительные объемы высокотемпературного

газа и небольшое количество жидких УВ. В условиях нормальных гидростатических давлений палеотемпературы 120 °С свидетельствуют о затухании процесса нефтеобразования и начале генерации высокотемпературного газа [1].

Расположенное в пределах свода одноименное месторождение представлено газоконденсатной залежью массивного типа, приуроченной к башкирскому ярусу среднего карбона. Современные температуры в залежи на глубине 3980...4012 м составляют 108 °С, K_c изменяется по площади от 1,6 до 1,7. Газоконденсаты залежи – это результат вторичных процессов. Образование их стало возможным за счет появления сверхгидростатических пластовых давлений, которые привели к растворению нефти в сжатых газах. Вторичность образования газоконденсатов Астраханского месторождения подтверждается их тяжелым фракционным составом, низким соотношением между нормальными и изоалканами, равным содержанием циклогексановых и циклопентановых структур.

На диаграмме (точки 1 и 2 на рис.1) изучаемые газоконденсаты по термобарическим параметрам ($T = 108$ °С и $K_c = 1,6...1,7$) попадают в зону вторичных газоконденсатов (III), в подзону (ж), где содержание газа колеблется от 75 до 85 %, конденсата — от 10 до 15 %, нефти — от 5 до 10 %. Вполне вероятно, что в отдельных скважинах, пробуренных в пределах Астраханского месторождения, из залежи могут быть получены небольшие притоки нерастворенной нефти.

В районе свода по термобарическим параметрам ($K_c = 1,1...1,2$, $T = 130...140$ °С) на глубине более 5 км прогнозируются высокотемпературный газ и первичные газоконденсаты (точки 3, 4 на рис.1).

Таким образом, важнейшей особенностью геотермобарического режима подсолевых отложений южного борта Прикаспийской впадины является возрастание пластовых температур с глубиной и в пространстве с востока на запад. Коэффициент сверхгидростатичности пластовых давлений (K_c) с глубиной линейно уменьшается, а максимальные его значения на идентичном гипсометрическом уровне фиксируются на востоке. Сверхгидростатические пластовые давле-

ния приводят к вторичным процессам: в восточной зоне (месторождение Тенгиз) — к экстремальному сжатию нефтяных УВ и выпадению твердых битумов, в западной зоне (месторождение Астраханское) — к растворению нефти в сжатых газах. Оптимальные термобарические ($T — K_c$) условия могут быть где-то между двумя этими зонами, в акватории Каспийского моря. Значительное улучшение термобарических условий можно ожидать уже в погруженной части Каратон-Тенгизского и Астраханского шельфа.

Так, в морской части Каратон-Тенгизской зоны, на структуре Кашаган, из карбонатных отложений карбона получен приток нефти (дебит 700 м³/сут) и газа (250 тыс. м³/сут). Современные температуры в пластах аналогичны температурам на месторождении Тенгиз, а прогнозные значения K_c значительно ниже — под соленосной толщей не более 1,70...1,75. Это снижает возможность возникновения вторичных гипергенных процессов в залежах — образования тяжелых нефтей и ряда природных битумов.

На востоке Астраханского свода, в районе шельфа, где глубина погружения фундамента увеличивается до 10...14 км, прогнозные палеотемпературы в подсолевых отложениях будут значительно ниже, в связи с чем здесь возможны скопления нефти.

ЛИТЕРАТУРА

1. Критерии фазовой зональности углеводородов в осадочных толщах земной коры /В.И. Ермолкин, Э.А. Бакиров, Е.И. Сорокова, С.И. Голованова, Ю.В. Самсонов. — М.: Недра, 1998. — 319 с.
2. Максимов С.П., Дикенштейн Г.Х., Лоджеская М.И. Формирование и размещение залежей на больших глубинах. — М.: Недра, 1984. — 286 с.
3. Сорокова Е.И., Бурцев М.И., Кочофа А.Г. Фазовая зональность углеводородов Нижнеконголезской впадины (Республика Ангола) // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. — 2002. — № 10.
4. Айзенштадт Г.Е. Нефтегазоносность и разломная тектоника Прикаспийской впадины // Геология нефти и газа. — 1998. — № 11.