



## РАСПРЕДЕЛЕНИЕ УВ ПО ИХ ФАЗОВЫМ СОСТОЯНИЯМ В ЗАВИСИМОСТИ ОТ ТЕРМОДИНАМИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ (НА ПРИМЕРЕ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ЗАПАДНОГО БОРТА ЮЖНО-КАСПИЙСКОЙ ВПАДИНЫ)

**Р.Р.Джафаров, С.М.Гусейнова\***

НИПИ «Нефтегаз» SOCAR, Баку, Азербайджан

**Distribution of HC by their Phase States Depending on Thermodynamic Parameters (on the Example of the Western Side of the South Caspian cavity)**

*R.R.Jafarov, S.M.Huseynova*

«OilGasScientificResearchProject» Institute, SOCAR, Baku, Azerbaijan

### **Abstract**

Estimation of initial reservoir pressures and temperatures at depths of 6500 m and more and forecasting of stratigraphic intervals of manifestations of abnormally high reservoir pressures and phase state of hydrocarbons in deposits is one of the most important tasks of designing and conducting superdeep wells. In addition, clarifying the features of the distribution of these parameters in deep depos

its is of considerable significance when solving the development issues. In this connection, the curves for the dependences  $T=f(H)$  and  $P=f(H)$  are presented, and the mean pressure and temperature are plotted. If, the change in temperature with depth is not rectilinear, but occurs according to a parabolic law with respect to the depth axis, on the contrary of the trend  $P=f(H)$ , in the upper intervals is a straight line, and at a depth of 2500-6300 m, the rate of increase in reservoir pressure increases sharply And in the further growth of depth it asymptotically approaches the value of the geostatic pressure. The problems of hydrocarbon distribution by their phase states are considered depending on the thermobaric parameters, where five thermodynamic zones are clearly distinguished.

### **Keywords:**

Reservoir pressure;  
Hydrostatic pressure;  
Temperature;  
Productive strata;  
Deposit.

© 2018 «OilGasScientificResearchProject» Institute. All rights reserved.

Как известно, дальнейшие перспективы поисков новых нефтяных и газовых (газоконденсатных) залежей в Азербайджане связываются с нижним отделом отложений продуктивной толщи (ПТ), а также с подстилающими ее отложениями, глубина залегания которых превышает 6000 м. Но для таких глубин, очевидно, характерны настолько высокие значения термодинамических параметров (давление и температура), что бурение поисково-разведочных скважин будет связано с целым рядом технических и технологических осложнений. Так, на недавно открытом газоконденсатном месторождении «Умид» на глубине 6305 м (VII горизонт - аналог «Свиты Перерыва» (СП)) начальное пластовое давление составило более 107.4 МПа, превышая условное гидростатическое давление в 1.7 раза, а температура - 110 °С.

В этой связи оценка величин начальных пла-

стовых давлений и температур на больших глубинах (6500 м и более) и прогнозирование стратиграфических интервалов проявлений аномально высоких пластовых давлений и фазового состояния углеводородов (УВ) в залежах является одной из важнейших задач при проектировании и проводке сверхглубоких поисково-разведочных скважин. Кроме того, выяснение особенностей распределения указанных параметров в глубоких залежах имеет существенное значение при решении ряда вопросов разработки.

Следует отметить, что впервые исследования по прогнозированию фазового состояния УВ в ловушках, в зависимости от термодинамических условий недр, и оценка на их основании газовых ресурсов Азербайджана были показаны в работах А.А.Ализаде [1] и А.А.Нариманова [2], а по другим нефтегазоносным районам (Днепровско-Донецкая впадина, Предкавказье и др.), вопросы термодинамики недр рассмотрены Э.Б.Чекалюком и В.Г.Осадчим (1965), Г.Киссиным,

\*E-mail: [sedaye.huseynova@socar.az](mailto:sedaye.huseynova@socar.az)

<http://dx.doi.org/10.5510/OGP20180100337>

(1967) и др.

В связи с этим нами рассмотрены закономерности изменения начальных пластовых давлений и температур отдельно, а также в их взаимосвязи с привлечением данных по глубокозалегающим месторождениям, открытых за последние годы («Чыраг», «Азери», «Шах-дениз», «Умид»). Особое внимание при этом уделено превышению начального пластового давления над условным гидростатическим на водонефтяных и газодолжных контактах залежей или за контурами нефтегазоносности, что в целом позволило судить о гидродинамическом режиме подземных вод на эллизионном\* этапе формирования водонапорной системы [3-6].

В начале развития нефтяной промышленности, когда бурение велось на небольшие глубины (1500-2000 м), почти не встречались случаи, чтобы начальные пластовые давления значительно превосходили условные гидростатические давления. По этому поводу М.Ф.Мирчинк еще в 1946 г., приводя факты из зарубежной и отечественной практики (в том числе по месторождению «Бибиэйбат»), писал, что «в ряде нефтяных и газовых залежей наблюдается совпадение или небольшое превышение величины начального пластового давления в сравнении с гидростатическим». На основании этого он пришел к выводу, что на практике совершенно неизвестны случаи, чтобы пластовые давления значительно (1.5 - 2.0 раза) превосходили гидростатические.

В дальнейшем, по мере освоения бурением глубин 3000 - 6500 м все чаще стали встречаться случаи превышения начальных пластовых давлений над гидростатическими.

### Пластовая температура и давление

На основании проведенных анализов и исходя из тех соображений, что термодинамическая обстановка недр является следствием совокупного воздействия основных составляющих ее параметров – давления и температуры, проведено сравнительное рассмотрение качественных тенденций их вариаций в региональном плане по разрезу исследуемого среднеплиоцен-четвертичного комплекса.

На рисунке 1 представлены кривые зависимости  $t=f(H)$  и  $P_{пл}=f(H)$ , построенные по средне-взвешенным значениям начальных пластовых давлений и температур, которые, естественно, в силу их определенной условности должны рассматриваться лишь в качественном смысле. Однако с другой стороны, подобное осреднение большого количества фактических данных позволяет достаточно объективно судить о характере указанных зависимостей, который, как видно из приведенного рисунка 1, различен для описываемых параметров.

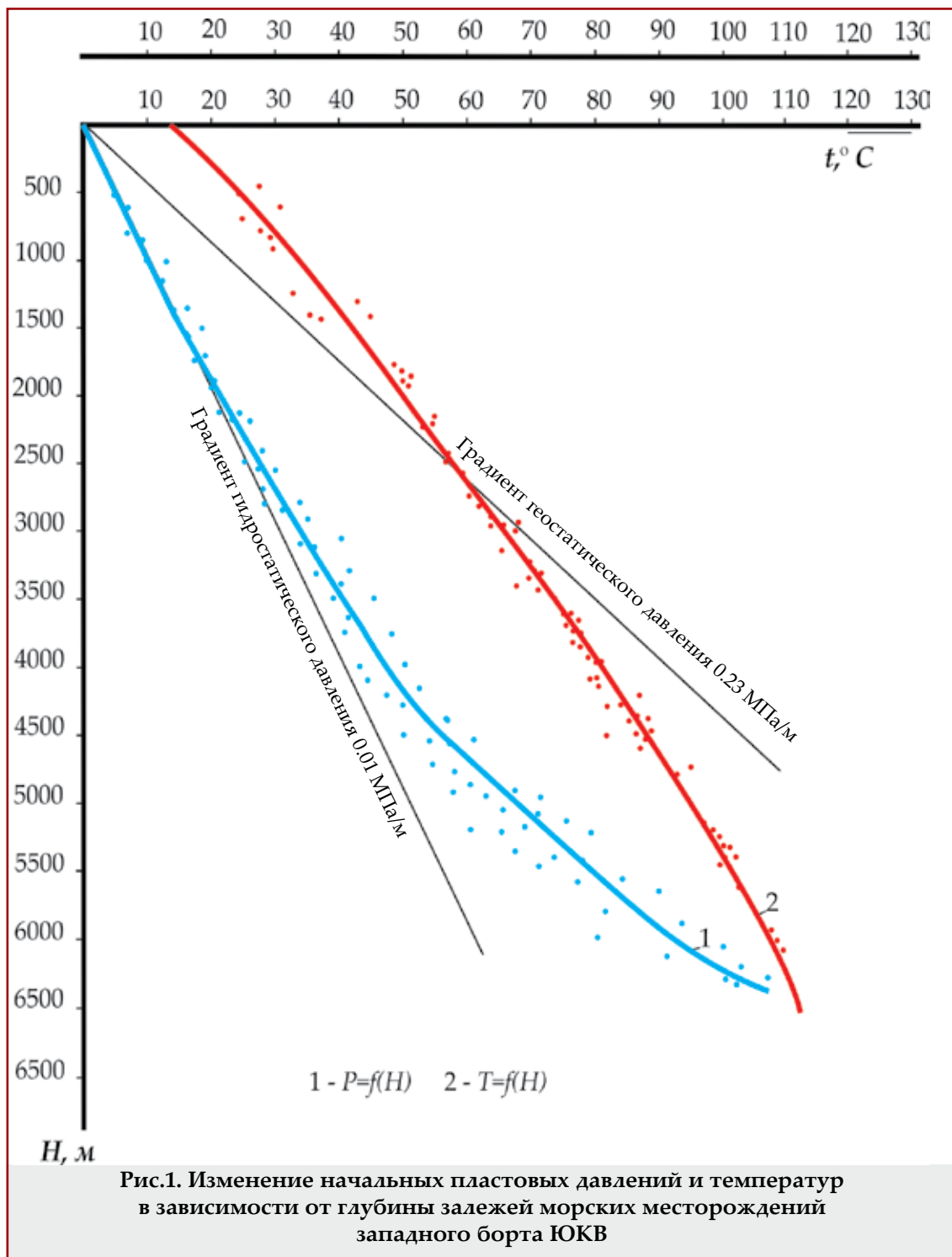
\* эллизионный режим плиоцен-четвертичной водонапорной системы, обусловленный разгрузкой седиментационных вод при гравитационном уплотнении пород из областей наибольшего пригибания к бортовым частям и наиболее приподнятым тектоническим элементам.

Глубина, м	P, МПа	t, °С	$P_{пл}/P_{гид.}$	t, °С/100
500	5.0	24.5	1.00	2.14
1000	10.5	33.5	1.05	1.95
1500	16.5	42.0	1.10	1.88
2000	22.6	50.0	1.13	1.80
2500	29.5	57.8	1.18	1.75
3000	36.0	66.0	1.20	1.73
3500	43.0	73.7	1.23	1.71
4000	50.0	81.0	1.25	1.68
4500	58.0	88.0	1.29	1.64
5000	67.9	95.0	1.36	1.62
5500	79.9	101.5	1.45	1.59
6000	92.5	107.5	1.54	1.56
6300	107.4	110.0	1.70	1.52

Так, если изменение температуры с глубиной имеет не прямолинейный характер, а происходит по параболическому закону относительно оси глубин, то есть с глубиной замедляется темп нарастания температуры и, соответственно, увеличивается значение геотермических ступеней (табл.1). Как видно из таблицы градиент температуры в интервалах глубин 500-1000 м изменяется от 2.14 до 1.95 °С/100 м, а на глубине 6300 м составлял 1.52 °С/100 м.

Тенденция  $P_{пл}=f(H)$ , наоборот, в верхних гипсометрических интервалах представляет собой прямую, незначительно отличающуюся в сторону увеличения от прямой изменения гидростатического давления, а с глубины 2500-6300 м темп нарастания пластового давления резко увеличивается и с дальнейшим ростом глубины асимптотически приближается к значению геостатического давления. На глубине 6300 м (месторождение «Умид», VII горизонт) отношение начального пластового давления к условным гидростатическим составляет 1.70.

Анализ большого фактического материала по начальным пластовым давлениям месторождений западного борта Южно-Каспийской впадины (ЮКВ) показал, что все без исключения выявленные залежи нефти и газоконденсата характеризуются значительным превышением пластовых давлений над условным гидростатическим не только в пределах залежей, но и за контурами нефтегазоносности. При этом, градиенты начальных пластовых давлений, независимо от типа и характера залежей, возрастают в сторону регионального погружения пластов, что в целом обусловлено условиями формирования всей водонапорной системы при седиментационном цикле водообмена. Градиенты напора пластовых вод во всех случаях направлены от наиболее погруженных частей ЮКВ (на погребенном месторож-



дении «Умид» – 1.70) к бортам и приподнятым тектоническим элементом (1.0-1.2).

Таким образом, в условиях регионального развития anomalно высоких пластовых давлений во всей водонапорной системе западного борта ЮКВ, обусловленного элюзионным этапом формирования гидрогеологического цикла, при наличии залежей нефти и газоконденсата большой высоты, anomalность начальных пластовых давлений может достигать максимальных величин за счет дополнительных избыточных давлений [3, 4].

Основываясь на описанной выше зависимости, а также учитывая тот общеизвестный факт, что необходимым условием для мигра-

ции флюидов в широком масштабе в земной коре является наличие перепада давлений, а температурные аномалии генетически связаны с влиянием конвективной составляющей теплового потока, являющейся следствием миграции подземных вод, можно с достаточной уверенностью предполагать, что установленная корреляционная связь между пластовыми давлениями и температурами является частью трехмерной функциональной связи, в которой определяющую роль играет гидродинамический режим бассейна, обусловленный особенностями геологического строения и историей развития исследуемого региона.

### Формирования залежей в зависимости от термодинамических параметров

Известно, что формирование залежей того или иного характера обуславливается многими факторами, среди которых главными являются гидродинамические параметры недр [6]. Одновременно, пластовые давления и температуры функционально связаны с гипсометрической глубиной, в зависимости от которой в пределах ЮКВ установлены следующие закономерности [7, 8]:

1) Глубины залегания продуктивных горизонтов месторождений ЮКВ, стратиграфически приуроченные к отложениям нижнего плиоцена (ПТ), акчагыльского и апшеронского ярусов, изменяются от 500 до 6300 м и более, а высоты залежей достигают 1350-1850 м (Карадаг, Дуванны-дениз, Булла-дениз, VII горизонт).

2) В распределении залежей жидких и газообразных УВ наблюдается четкая тенденция, выражающаяся в смене нефтяных залежей газонефтяными и далее газоконденсатными с возрастанием гипсометрической глубины в направлении регионального погружения продуктивных горизонтов, при этом нефтяные залежи в основном сконцентрированы на глубинах до 3000 м, а ниже увеличивается частота встречаемости газоконденсатных залежей.

3) Чисто промышленные газовые залежи в пределах ЮКВ пока не обнаружены. Отдельные, небольшие по запасам скопления газа, приуроченные к глубинам 700 - 1100 м и газоконденсата, встречаемые на глубинах 1500 - 1800 м (Калмас и др.), отличающиеся от глубоко залегающих залежей небольшим содержанием в газовой фазе конденсата ( $15 - 74 \text{ г/м}^3$ ), являются, по-видимому, вторичными, образовавшимися за счет ниже залегающих залежей.

4) Одной из отличительных черт залежей рассматриваемого региона является повсеместное развитие аномально высоких пластовых давлений и существование пониженного, по сравнению с сопредельными областями, геотермического режима региона в целом.

### Фазовое состояние УВ в зависимости от термобарических параметров

Как следует из вышеизложенного, первопричиной описанных закономерностей является направленное воздействие пластовых давлений и температур - основных термодинамических параметров недр ЮКВ.

На графике (рис.2) в координатах, «пластовое давление – температура» нанесены данные по нефтяным, газонефтяным и газоконденсатным залежам западного борта ЮКВ. Следует отметить, что при построении графика сделано допущение о примерной идентичности химического состава исходного УВ вещества в пределах рассматриваемого региона.

Как видно из рисунка 2, на графике четко выделяются пять термодинамических зон (табл.2), отличающиеся состоянием УВ в залежах, что иллюстрируется на графике различным расположением фигуративных точек.

В верхней зоне (интервал глубин 580 - 2500 м), характеризующейся небольшими значениями начальных пластовых давлений и температур, располагаются точки, соответствующие залежам тяжелой нефти с плотностью  $0.890 - 0.910 \text{ г/см}^3$  и более. Гипсометрически ниже, на глубинах 1750 - 2700 м, располагаются залежи газоконденсата, являющиеся вторичными, и приуроченные, как правило, к зонам тектонических нарушений. Распределение залежей УВ в этой термодинамической зоне в основном контролируется комплексом геологических факторов, обуславливающих все многообразие процессов формирования, сохранения и разрушения залежей и вторичными физико-химическими и биохимическими процессами, протекающими в них.

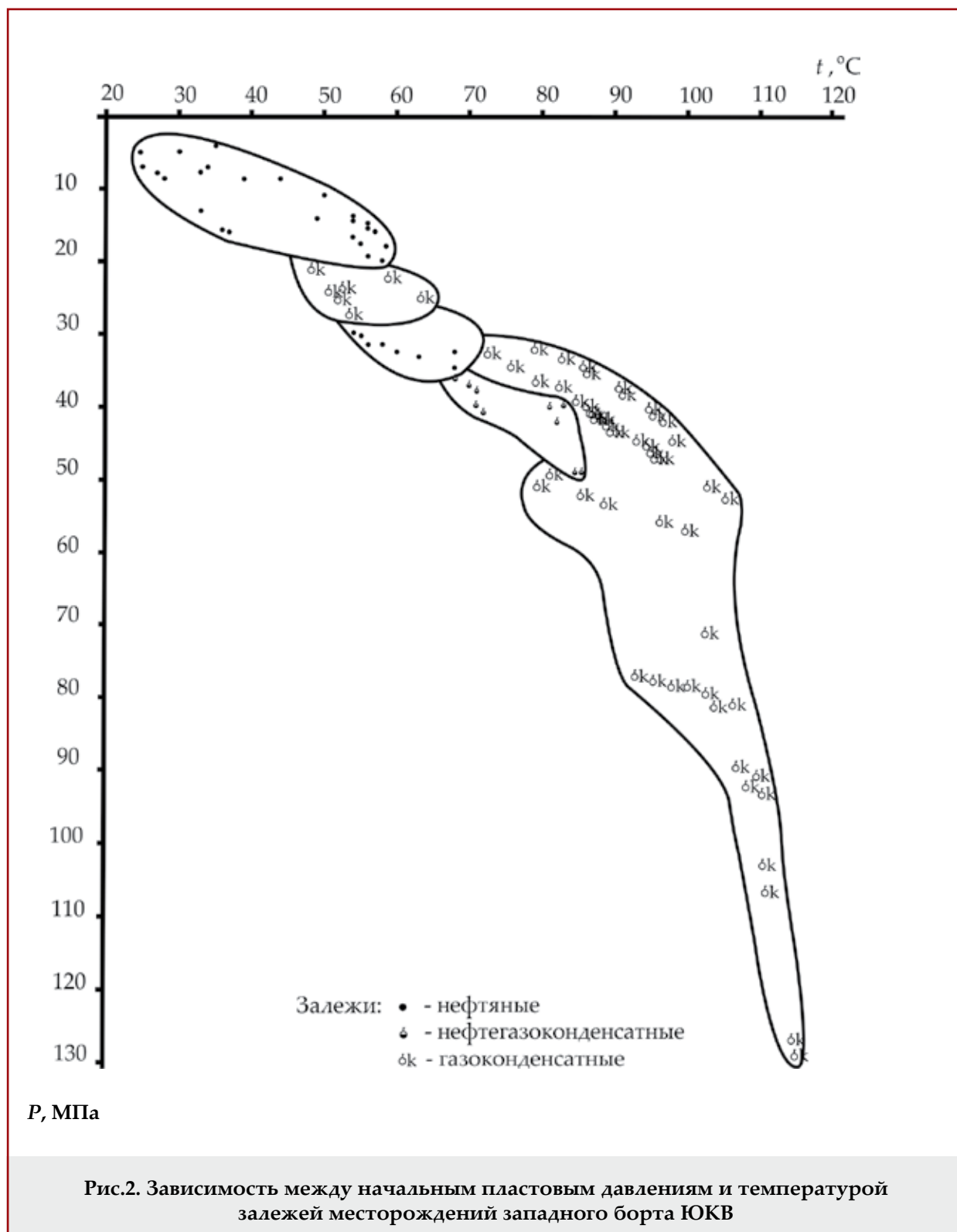
В третьей (интервал глубин 2400 - 3000 м) переходной зоне с увеличением пластовых давлений и температур наблюдается некоторая дифференциация в распределении УВ скоплений. Залежи нефтей с увеличением давлений группируются в областях пониженных температур, тогда как относительно более термально активные месторождения характеризуются развитием газоконденсатнонефтяных, нефтегазоконденсатных и газоконденсатных залежей, причем последние характеризуются относительно меньшим содержанием конденсата.

В распределении нефтегазоконденсатных (IV зона) и газоконденсатных (V зона) залежей четкая граница не наблюдается. В интервалах глубин 3150-4250 м расположены нефтегазоконденсатные и газоконденсатные залежи; причем, при изобарическом возрастании температуры недр нефтегазоконденсатные залежи группируются в областях относительно пониженных температур (рис.2).

Как следует из рисунка 2 при изотермическом увеличении начального пластового давления газоконденсатные залежи замещаются залежами нефтей, а при изобарическом же возрастании температуры залежи нефтей замещаются залежами газоконденсата, что впервые отмечено в работе [4]. Указанная закономерность подтверждается результатами термоди-

Таблица 2  
Термобарические параметры залежей по зонам

Зона	P, МПа	t, °C	H, м	Тип залежи
I	5-20	24-58	500-2500	нефтяные
II	20-29.8	47-64	1750-2700	газоконденсатные
III	29.8-35.0	55-66	2400-3000	нефтяные
IV	35.0-48.0	68-84	3150-4250	нефтегазоконденсатные
V	32.5-107.4	72-110	3400-6300	газоконденсатные



намических исследований залежей, открытых за последние годы. Были проведены скважинные исследования газоконденсатных залежей СП месторождений «Умид» и «Абшерон», где расчетные начальные пластовые давления составили более 100 МПа, температура 110-115 °С.

Таким образом, анализ факторов, влияющих на фазовое состояние УВ в недрах, показал, что в верхних интервалах глубин при относительно небольших значениях пластовых давлений и

температур распределение УВ по их фазовым состояниям контролируется геологическими условиями, многообразием процессов формирования, сохранения и разрушения залежей. В нижних интервалах глубин, где господствует жесткая термобарическая обстановка, распределение нефтяных и газоконденсатных залежей и фазовое состояние УВ контролируются в основном термобарическими параметрами недр [9, 10].

### Фазовое состояние УВ в зависимости от геологических факторов

Представляет определенный интерес результат рассмотрения влияния геологических факторов на фазовое состояние УВ в залежах. С этой целью были проанализированы геологические параметры залежей месторождений, расположенных в двух антиклинальных зонах Абшерон-Прибалханской зоны: Б.Абшеронская-Джануб (б.Абшеронская, б.Дарвина, Пираллахи, Гюргандениз, Джануб) и Хали-Кяпаз (Чилов, Палчыг-Пилпиласи, Нефть Дашлары, Гюнешли, Чыраг, Азери и Кяпаз).

Распределение УВ скоплений по их фазовым состояниям по обеим антиклинальным линиям по горизонтам представлены в таблице 3.

Как видно из таблицы 3 на месторождениях, расположенных на антиклинальной линии б.Абшерон-Джануб, толщина ПТ в юго-восточном направлении (в направлении регионального погружения пластов) увеличивается от 270 м (б.Абшеронская) до 3260 м (Джануб). В указанном направлении эффективные нефтегазонасыщенные толщины изменяются в пределах 29 - 146 м.

На месторождениях, расположенных на антиклинальной линии Хали-Кяпаз, указанные параметры изменяются в пределах: 800 м (Чилов) – 3195 м (Азери) и 82 - 477 м. Таким образом, увеличение эффективных нефтегазонасыщенных толщ залежей этих месторождений происходит на фоне увеличения общей толщины отложений ПТ. Там, где отложения ПТ не размыты, этот параметр приобретает максимальное значение.

Следует отметить, что залежи УВ сконцентрированы как в открытых, так и в закрытых структурах. Как видно, месторождения, расположенные на антиклинальной линии б.Абшеронская - Джануб (исключение составляет месторождение «Джануб») содержат в основном недонасыщен-

ные нефтяные залежи, где начальные пластовые давления превышают давления насыщения. В этих месторождениях распределение залежей нефти охватывают только коллекторы нижнего отдела ПТ. Это связано с тем, что эти структуры относятся к открытым типам, где нефтеносные коллекторы залегают неглубоко, что связано с размывом отложений верхнего отдела ПТ.

На месторождении «Джануб» отложения ПТ имеют максимальную толщину (3260 м) и охватывают 750-4050 м интервала разреза, где горизонты Балаханской свиты (V, VI, VII, IX, X), СП, Надкирмакинской песчаной, Кирмакинской и Подкирмакинской свит содержат газоконденсатные залежи, в образовании которых основная роль принадлежит термобарическим факторам.

Аналогичная картина наблюдается в месторождениях, расположенных на антиклинальной линии Хали-Кяпаз, где в открытых структурах (Чилов, Палчыг Пилпиласи, Нефтяные Камни), встречаются только нефтяные, а в закрытых структурах (Гюнешли, Чыраг, Азери, Кяпаз) - нефтегазовые и газоконденсатные залежи.

Как видно из рисунка 2, газоконденсатные и нефтегазоконденсатные залежи в основном приурочены к интервалам глубин 3150 - 6300 м и характеризуются высокими начальными пластовыми давлениями и температурами, а газоконденсатные залежи небольших размеров, расположенные гипсометрически выше нефтяных залежей, характеризуются сравнительно небольшими пластовыми давлениями и температурами и охватывают глубины 1750 - 2700 м.

Разница в глубинах залегания соответствующих свит нижнего отдела ПТ между месторождениями «Гюргян-дениз-Джануб» и «Нефть Дашлары-Гюнешли» составляет, 1890 и 2000 м, соответственно, что связано с углублением шарнира структур в юго-восточном направлении.

### Выводы

Таким образом, анализ распределения УВ по их фазовым состояниям в месторождениях, расположенных на обеих антиклинальных линиях (б.Абшеронская-Джануб и Хали-Кяпаз) показал, что в этом процессе, кроме основной роли термобарических факторов имеет место влияние и других факторов, в частности, геодинамических.

Приуроченность газоконденсатных залежей к верхней части разреза ПТ (II зона) связана с вертикальной миграцией из нижележащих горизонтов и свит. Основная роль в этом процессе принадлежит тектоническим процессам.

В связи с этим были проведены исследования [11] по определению характера поперечных и продольных нарушений месторождения «Гюнешли» по методам гидрогеологических, гидродинамических и промыслово-статистических, в результате чего было установлено, что независимо от амплитуды нарушений часть этих нарушений играет роль экрана, а другие являются проводимыми.

Распределения УВ по их фазовым состояниям отложений ПТ													Таблица 3			
Залежь	Глубины кровли НКП на своде, м	Общая толщина, м	Нефтегазо-насыщенная толщина, м	Свиты и горизонты отложений ПТ								Кас				
				V	VI	VII	VIII	IX	X	СП	НКП		КС	ПК		
Антиклинальная линия б.Абшерон -Джануб																
Б.Абшерон	300	270	29.3										Н			Г
Б.Дарвин	400	345	30.0										Н			Н
Пираллахи	420	445	32.7										Н			Н
Гюрген-дяниз	1490	2150	56.0										Н			Н
Джануб	3380	3260	146.0	ГК	ГК	ГК	ГК	ГК	ГК	ГК	ГК	ГК	ГК	ГК	ГК	ГК
Антиклинальная линия Хали-Кяпаз																
Чилов	300	800	82.1										Н			Н
Палчыг Пилпиляси	500	1240	260										Н			Н
Нефт Дашлары	800	1670	353.1	Н	Н	Н	Н	Н	Н	Н	Н	Н	Н	Н	Н	Н
Гюнешли	3000	2800	436	ГК	ГК	ГК	ГК	ГК	ГК	ГК	ГК	ГК	ГК	ГК	ГК	ГК
Чыраг	3100	3145	456	ГК	ГК	ГК	ГК	ГК	ГК	ГК	ГК	ГК	ГК	ГК	ГК	ГК
Азери	3160	3195	477	ГК	ГК	ГК	ГК	ГК	ГК	ГК	ГК	ГК	ГК	ГК	ГК	ГК

## Литература

1. А.А.Ализаде. Газовые ресурсы Азербайджана и направление их поисков и разведки //Известия АН Азерб.ССР. Серия геолого-географических наук и нефти. –1961. –№ 6. –С. 25-49.
2. А.А.Нариманов. Прогнозирование фазового состояния УВ в пределах Южного Каспия на основе температурных данных //Геология нефти и газа. –1987. –№ 2. –С.34-37.
3. Ш.Ф.Мехтиеv. Влияние термодинамических параметров недр на распределение залежей нефти и газов Южно-Каспийской впадине //Известия АН СССР. Серия геологическая. –1973. –№ 2. –С.81-93.
4. А.И.Алиев, Э.А.Алиев. Нефтегазоносность больших глубин. Проблемы прогнозирования, поисков и разведки. Баку: Оскар, 2011.
5. А.И.Алиев, Р.Р.Джафаров. Гидродинамические условия средне и верхнеплиоценовой водонапорной системы Нижнекуринской впадины //Азербайджанское нефтяное хозяйство. –1975. – № 2. –С.14-20.
6. А.И.Алиев, Р.Р.Джафаров. О природе аномально высоких пластовых давлений //Геология и разведка газовых и газоконденсатных месторождений. –1972. –№3. –С.9-25.
7. Ш.Ф.Мехтиеv, З.А.Бунуиат-заде, А.А.Нариманов. Об особенностях геотермического поля западного шельфа Южного Каспия //Азербайджанское нефтяное хозяйство. –1981. –№9. –С.3-9.
8. Р.Р.Джафаров, С.С.Гаджиев, Ш.Е.Алимурадов. Особенности геодинамического развитие структур Северно-Апшеронской зоны поднятий //Азербайджанское нефтяное хозяйство. –2006. –№9. –С.19-25.
9. А.Э.Нериманов, Р.Р.Сәфәров. Abşeron arxipelaqı yataqlarında karbohidrogenlərin faza tərkiblərinə görə paylanması ilə əlaqədar işlənmənin təhlili //Azərbaycan geoloqu. –2009. –№ 13. –S.129-142.
10. А.А.Нариманов, Н.Ш.Курамшина. Стратиграфическая приуроченность и фазовые соотношения углеводородных скоплений в неогеновых отложениях Южно-Каспийской впадины //Экспресс-информация. «Геология, методы поиска и разведки месторождений нефти и газа». ВНИИ «Экономики минерального сырья и геологоразведочных работ» (ВИЭМС). –1985. –Вып. 6. –С. 1-5.
11. Н.Н.Гамидов, В.М.Фаталиев. Влияние растворимости газов различного состава в углеводородном конденсате на параметры разработки газоконденсатных месторождений //SOCAR Proseedings. –2015. –№ 4. –С.36-40.
12. И.С.Гулиев, В.Ю.Керимов, А.В.Осипов, Р.Н.Мустаев. Генерация и аккумуляция углеводородов в условиях больших глубин земной коры //SOCAR Proseedings. –2017. –№ 1. –С.4-16.
13. А.А.Нариманов и др. Построение 3-х мерной статистической геологической модели на основе изучения процесса осадонакопления IX горизонта Балаханской свиты месторождения Гюнешли //Геолог Азербайджана. –1999. –С.81-86.

## References

1. A.A.Alizade. Gazovye resursy Azerbajdzana i napravlenie ih poiskov i razvedki //Izvestiâ AN Azerb. SSR. Seriâ geologo-geografičeskikh nauk i nefiti. –1961. –№ 6. –S. 25-49.
2. A.A.Narimanov. Prognozirovanie fazovogo sostoâniâ UV v predelah Ūžnogo Kaspiâ na osnove temperaturnyh dannyh //Geologiâ nefiti i gaza. –1987. –№ 2. –S.34-37.
3. Ş.F.Mehtiev. Vliânie termodinamičeskikh parametrov neдр na raspredelenie zaležej nefiti i gazov Ūžno-Kaspijskoj vpadine //Izvestiâ AN SSSR. Seriâ geologičeskaâ. –1973. –№ 2. –S.81-93.
4. A.I.Aliev, È.A.Aliev. Neftegazonosnost' bol'sih glubin. Problemy prognozirovaniâ, poiskov i razvedki. Baku: Oskar, 2011.
5. A.I.Aliev, R.R.Džafarov. Gidrodinamičeskie usloviâ sredne i verhnepliocenoj vodonapornoj sistemy Nižnekurinskoj vpadiny //Azerbajdzanskoe neftânoe hozâjstvo. –1975. – № 2. –S.14-20.
6. A.I.Aliev, R.R.Džafarov. O prirode anomal'no vysokih plastovyh davlenij //Geologiâ i razvedka gazovyh i gazokondensatnyh mestoroždenij. –1972. –№3. –S.9-25.
7. Ş.F.Mehtiev, Z.A.Buniat-zade, A.A.Narimanov. Ob osobennostâh geotermičeskogo polâ zapadnogo ŧel'fa Ūžnogo Kaspiâ //Azerbajdzanskoe neftânoe hozâjstvo. –1981. –№9. –S.3-9.
8. R.R.Jafarov, S.S.Gadzhiyev, Sh.Ye.Alimuradov. On geodynamic development of the structures on North Absheron uplift zone //Azerbaijan Oil Industry. – 2006. – No.9. – P.19-25.
9. A.E.Nerimanov, R.R.Ceferov. Abşeron arxipelaqı yataqlarynda karbohidrogenlərin faza tərkiblərinə görə pəjlanması ilə əlaqədar işlənmənin təhlili //Azerbaijan geoloqu. –2009. –No. 13. –S.129-142.
10. A.A.Narimanov, N.Ş.Kuramşina. Stratigrafičeskaâ priuročennost' i fazovye sootnoşeniâ uglevodorodnyh skoplenij v neogenovyh otloženihâh Ūžno-Kaspijskoj vpadiny //Èkspress-informaciâ. «Geologiâ, metody poiska i razvedki mestoroždenij nefiti i gaza». VNII «Èkonomiki mineral'nogo syr'â i geologorazvedočnyh rabot» (VIÈMS). –1985. –Vyp. 6. –S. 1-5.
11. N.N.Hamidov, V.M.Fataliyev. Influence of solubility of the different composition gases in the hydrocarbon condensate to the production parameters of gas condensate fields //SOCAR Proseedings. –2015. – No. 4. –P.36-40.
12. I.S.Guliyev, V.Yu.Kerimov, A.V.Osipov, R.N.Mustaev. Generation and accumulation of hydrocarbons at great depths under the Earth's Crust //SOCAR Proseedings. –2017. –No.1. –P.4-16.
13. A.A.Narimanov i dr. Postroenie 3-h mernoj statističeskoj geologičeskoj modeli na osnove izučeniâ processa osadonakopleniâ IX gorizonta Balahanskoj svity mestoroždeniâ Gûneşli //Geolog Azerbajdzana. –1999. –S.81-86.



## Распределение УВ по их фазовым состояниям в зависимости от термодинамических параметров (на примере месторождений западного борта Южно-Каспийской впадины)

*Р.Р.Джафаров, С.М.Гусейнова*  
НИПИ «Нефтегаз» SOCAR, Баку, Азербайджан

### Реферат

Оценка величин начальных пластовых давлений и температур на глубинах 6500 м и более и прогнозирование стратиграфических интервалов проявлений аномально высоких пластовых давлений и фазового состояния УВ в залежах является одной из важнейших задач при проектировании и проводке сверхглубоких скважин. Кроме того, выяснение особенностей распределения указанных параметров в глубоких залежах имеет существенное значение при решении многих вопросов их разработки. В связи с этим представлены кривые зависимости  $T=f(H)$  и  $P_{пл.}=f(H)$ , составленные по средневзвешенным значениям давлений и температур. Если изменение температуры с глубиной имеет не прямолинейный характер, а происходит по параболическому закону относительно оси глубин, то тенденция  $P_{пл.}=f(H)$ , наоборот, в верхних интервалах представляет собой прямую, а с глубины 2500-6300 м темп нарастания пластового давления резко увеличивается и в дальнейшем с ростом глубины асимптотически приближается к значению геостатического давления. Рассмотрены вопросы распределения УВ по их фазовым состояниям в зависимости от термобарических параметров, где четко выделяются пять термодинамических зон.

**Ключевые слова:** пластовое давление; гидростатическое давление; температура; Продуктивная Толща; месторождение.

## Termodinamik parametrlərdən asılı olaraq KH-in faz tərkibinə görə paylanması (Cənubi Xəzər çökəkliyi qərb yamacında yerləşən yataqların təmsalında)

*R.R.Cəfərov, S.M.Hüseynova*  
«Neftqazəlmətdəqiqatlayihə» İnstitutu, SOCAR, Bakı, Azərbaycan

### Xülasə

Böyük dərinliklərdə (6500 m) ilk lay təzyiği və temperatura malik stratigrafik intervalların proqnozlaşdırılması və bununla əlaqədar KH-in faz tərkiblərinə görə paylanması dərin quyuların layihələndirilməsi və qazılmasında ən vacib məsələlərdən hesab edilir. Bundan başqa, göstərilən parametrlərin dərinədə yerləşən yataqlarda paylanması işlənmə məsələlərinin həllində əhəmiyyət kəsb edir. Bununla əlaqədar olaraq  $T=f(H)$  və  $P_{pl.}=f(H)$ , lay təzyiği və temperaturunun dərinlikdən asılılıq qrafiki qurulmuşdur. Məlum olmuşdur ki, əgər temperaturun dərinlikdən asılı olaraq dəyişməsi düzxətli olmayıb, parabolaya yaxın əyri ilə ifadə olunursa, tendensiya  $P_{pl.}=f(H)$  əksinə 2500-6300 m intervalında lay təzyiqinin artma tempi yüksəlir və geostatik təzyiq əyrisinə yaxınlaşır. Termobarik parametrlərin dərinlikdən asılı olaraq dəyişmə xarakterinə uyğun KH yataq daxilində faz tərkiblərinə görə paylanması təhlil edilmiş və beş termodinamik sahə ayrılması qeyd edilmişdir. Bundan əlavə, KH faz tərkiblərinə görə paylanması məsələsi təhlil edilmiş və müəyyən olmuşdur ki, burada əsas rolu termobarik parametrlər oynayır; yer səthinə yaxın yerləşmiş yataqlarda (tağətərfi sahələrdə çöküntülərin yuyulması) geoloji faktorların rolu böyük əhəmiyyət kəsb edir.

**Açar sözlər:** lay təzyiği; hidrostatik təzyiq; temperatur; Məhsuldar Qat; yataq.