

## Геологические условия и причины возникновения аномально высоких пластовых давлений (на примере месторождений Нижнекуринской впадины)

Р.Р. Джафаров, к.г.-м.н.  
НИПИнефтегаз

**Ключевые слова:** пластовое давление, гидростатическое давление, водонефтяной контакт, геостатический градиент.

DOI.10.37474/0365-8554/2020-5-4-12

**Anomali yüksək lay təzyiqinin geoloji şəraiti və əmələgəlmə səbəbləri (Aşağı Kür çökəkliyi yataqları misalında)**

R.R. Cəfərov, g.-m.ə.n.  
"Neftqazəmələdqatqaylayın" İnstitutu

**Açar sözlər:** lay təzyiqi, hidrostatik təzyiq, neft-su konturu, geostatik qradient.

Maqalədə Aşağı Kür çökəkliyi neft-qaz yataqlarının anomali yüksək lay təzyiqinin geoloji şəraiti və əmələgəlmə səbəbləri təhlil edilmişdir.

Yataqların kəsilərlərində iştirak edən neftli-qazlı horizonların ilk lay təzyiqlərinin səhə və darınlıq üzrə paylanma qanunauyğunluqları araşdırılmışdır. Bu zaman lay təzyiqlərinin darınlıq manometri ilə ölçülmüş qiymətlərindən deyil, onların neft-su və qaz-su konturlarına gətirilmiş qiymətlərindən istifadə edilmişdir.

Müayənə edilmişdir ki, Aşağı Kür çökəkliyi neft-qaz yataqlarında ilk lay təzyiqləri bütün hallarda subsəci sistemlərinə xas olub, darınlıq artıqda lay təzyiqinin qradienti yüksəlir, yəni geostatik qradientə yaxınlaşır.

Göstərilən tip araşdırmalar neft-qaz yataqlarının ehtiyatlarının hesablanmasında və işlənməsində xüsusi əhəmiyyət kəsb edir.

**Geological conditions and reasons for abnormal high formation pressures (in the context of Lower Kur depression)**

R.R. Jafarov, Cand. in Geol.-Min. Sc.  
"Oil-Gas Scientific Research Project" Institute

**Keywords:** formation pressure, hydrostatic pressure, water-oil contact, geostatic gradient

Widespread occurrence of abnormal high formation pressure (AHFP) in oil-gas deposits in Lower Kur depression is analyzed. As the reasons associated by the scientists with the occurrence of AHFP a great number of aspects are reviewed. In this regard, more than 280 measurements of the initial formation pressures taken via deep monometer in the first tested wells have been analyzed.

Great variety of opinions on the nature of AHFP should be explained with different reasons in geologic-tectonic and litho-facies features, as well as studied sedimentation complexes and other aspects specifying exceeding level of this or that factor.

In the view of all mentioned above, each of the factors has been reviewed in detail based on the actual data for initial formation pressures in Lower Kur depression.

It was defined that geostatic load can play the role of a constant factor in the occurrence and maintenance of AHFP in the process of sedimentation and consequently in the sedimentation thickening of the rocks.

Широкое распространение аномально высоких пластовых давлений (АВПД) в залежах нефти и газа в различных провинциях Земного шара привлекает внимание исследователей как в нашей стране, так и за рубежом. История изучения АВПД тесно связана с развитием глубокого и сверхглубокого бурения. В начале развития нефтяной промышленности, когда бурение велось на небольшие глубины, почти не встречались случаи, чтобы начальные пластовые давления значительно превосходили гидростатические.

Н.Ф. Мирчинк еще в 1946 г., приведя факты из зарубежной и отечественной практики (в том числе по месторождению Бибизйбат), отметил, что в ряде нефтяных и газовых залежей наблюдается совпадение или небольшое превышение начальным пластовым давлением гидростатического и тем самым пришел к выводу, что в практике совершенно неизвестны случаи, чтобы пластовые давления значительно (1,5–2 раза) превосходили гидростатические [1]. В дальнейшем, по мере освоения бурением глубин 3000 м и более все чаще стали встречаться АВПД.

За последние годы при разбуривании глубоких горизонтов целого ряда нефтегазоносных бассейнов мира было выявлено, что пластовые давления значительно превышают (1,8–2 раза) гидростатические; при этом нередки случаи, когда АВПД встречается в пластах, где скопления нефти и газа отсутствуют.

Несмотря на то, что по этому вопросу нефтяной геологии было высказано много предположений и гипотез, многие вопросы еще продолжают оставаться дискуссионными и нераз-

Таблица 1

Площадь	Номер скважины	Глубина залегающих средой ПТ, м	Глубина забоя, м	Вскрытая толщина ПТ, м		Углы падения, град.
				видимая	истинная	
Кюровадаг	401	1140	5000	3860	2956	40
	425	1856	5190	3334	2357	45
	426	1272	4137	2865	1782	50
Карабагы	7	2580	4640	2060	1854	25
	46	2933	5000	2067	1873	25
Мишовадаг	59	585	3765	3180	2753	30
Кюрсанги	48	2705	4700	1995	1955	10
	18	2700	4056	1356	1329	10
Галмаз	1	1700	4784	3084	3052	8
Нефтчала	703	640	3561	2921	2395	35
	462	580	3650	3070	2845	22
Бабазанан	45	495	3542	3047	2334	38
Пирсаат	83	563	4185	3622	3227	27
Биндован	17	610	4256	3646	3146	30

решенными [2–9].

Исследователи отмечают следующие основные причины, с которыми связывают образование АВПД.

1. Напоры краевых или контурных вод при артезианском режиме питания. Влияние геостатической нагрузки и процессы гравитационного уплотнения пород.

2. Высота залежей и разность плотностей пластовых флюидов (обеспечивая фактор, не вызывающий возражений).

3. Неотектонические движения и сохранение "запечатанных" пластовых давлений в гидродинамически изолированных ловушках и тектонически экранированных блоках.

4. Гидродинамическая связь с нижними стратиграфическими интервалами высокого давления (А.А. Аллизде и др., Н.А. Еременко, В.Ф. Линецкий и др.).

Наблюдаемое разнообразие взглядов на природу АВПД следует, по-видимому, объяснить различиями в геолого-тектоническом строении отдельных нефтегазоносных районов, литолого-фациальных особенностях изученных комплексов отложений и другими, что обуславливает превалирующую роль того или иного фактора.

В связи с отмеченным рассмотрим каждый из этих факторов подробнее на основании фактического материала по начальным пластовым давлениям месторождений Нижнекуринской впадины (НКВ).

В геологическом строении НКВ принимают участие отложения продуктивной толщи (ПТ),

акачгийского и абшеронского ярусов и антропогена.

Тектоническое строение Куринской впадины характеризуется резкой асимметричностью бортов – крутым СВ и пологим ЮЗ. Это находит свое отражение и в характере складчатости прибортовых зон впадины. Так, в прибортовой зоне, примыкающей к большому Кавказу, сильно дислоцирован плиоцен-антропогеновый комплекс, тогда как на СВ склонах Мало-го Кавказа и Талышских гор количество дизъюнктивных дислокаций весьма невелико, и они с небольшим наклоном монотонно погружаются к центру Куринской впадины.

Таким образом, наиболее активными новейшими тектоническими движениями характеризуется СВ борт Куринской впадины.

Складки НКВ являются типичными брахиантеклиналими, имеют в целом общекавказское направление и простираются в СЗ-ЮВ направлении.

Складки резко асимметричные, с пологим СВ и крутым ЮЗ крыльями. Все складки развиты крупными продольными и множеством поперечных нарушений. Поперечными и радиальными нарушениями складки разбиты ряд тектонических блоков. Амплитуда поперечных и радиальных нарушений изменяется в пределах 30–90 м, достигая иногда 400 м.

Отложения ПТ являются основным нефтегазоносным комплексом в НКВ. Они обнажаются на СВ борту впадины – вдоль Ленгез-биз-Алятской зоны поднятий, а также на сводах складок Бабазанан, Ахзевир, Мишовадаг, Боль-

шой и Малый Харам, Келамеддин. В остальных структурах ПТ вскрыта глубоким бурением.

Толщина ПТ в НКВ немного превышает таковую в Гобустане и Абшеронском п-ове, составляя 3500–4000 м (табл. 1). В разрезе ПТ выделяются более десяти нефтегазоносных горизонтов.

Сведения о начальных пластовых давлениях, характеризующих начальное энергетическое состояние залежей очень важны при выяснении геологических особенностей залежей, подсчете запасов нефти и газа, а также проектировании их разработки. В этой связи непосредственные замеры начальных пластовых давлений глубинным манометром в первых опробованных поисково-разведочных скважинах и правильная интерпретация результатов имеют большое практическое и теоретическое значение для выяснения гидродинамических условий размещения и формирования залежей нефти и газа. Однако в связи с большими техническими осложнениями, в ряде случаев не представляются возможными непосредственные замеры пластовых давлений, а теоретические расчеты дают лишь приближенные цифры. Поэтому данные непосредственных замеров пластовых давлений дают весьма ценную информацию об энергетических состояниях залежей и динамике водонапорной системы в целом.

При сравнении пластовых давлений как в пределах одного месторождения, так и в региональном плане нами использовано понятие "условного гидростатического давления", т.е. давление гипотетического столба пресной воды длиной от данной точки пласта до поверхности Земли [2, 4].

Следует отметить, что исследователи по-разному трактуют термин "аномально высокие пластовые давления".

К.А. Аникиев аномально высоким называет "... такое давление, которое заметно – более чем на 10–20 % превышает нормальное или так называемое условно гидростатическое давление" [3].

В.А. Тхостов АВПД называет "... такое давление, которое превышает максимально возможную для конкретных условий величину гидростатического давления, измеряемого весом столба пластовой воды" [2].

Таким образом, как в первом, так и во втором случаях предлагается аномальным считать

любое превышение гидростатического давления пластовым, не принимая во внимание обуславливающие это превышение геологические условия.

Дело в том, что превышение пластовым давлением гидростатического, обусловленное функцией высоты залежей и плотностью флюида является нормальным явлением и не может быть признано аномальным. Оно, по существу, является избыточным давлением, что было детально рассмотрено В.А. Савченко [6] и В.П. Еременко [10, 11].

Избыточное давление имеет место во всех случаях нефтегазонасыщения независимо от тектонического режима района, его геоструктурного положения и других геологических факторов. Следовательно, АВПД в залежах в ряде случаев, при значительной высоте залежи, сильно "маскируется" избыточным давлением. Поэтому при сравнении пластовых давлений нами использовались значения приведенных давлений к поверхности водонефтяных контуров с целью исключения влияния высоты залежей.

Таким образом, в нашем понимании аномально высоким принимается превышение начального пластового давления условного гидростатического на ВНК (ГВК) или за контуром нефтегазоносности. При этом необходимо выделить два случая: аномальное давление, созданное пьезометрическим напором пласта и обусловленное условием формирования водонапорной системы в целом.

В связи с этим были собраны и проанализированы более 280 замеров начальных пластовых давлений глубинным манометром в первых опробованных поисково-разведочных скважинах (табл. 2).

На рис. 1 приводится график распределения начальных пластовых давлений на ВНК (ГВК) в зависимости от глубины залегания продуктивных горизонтов месторождений НКВ.

Как видно из графика выявляется важная закономерность – возрастание аномальности пластовых давлений на ВНК (ГВК) с глубиной, причем независимо от стратиграфического положения залежей аномальность давлений начинает возрастать с глубины 3200 м. Если до глубины 3300 м градиент нарастания пластовых давлений изменяется в пределах 1.20–1.50, то начиная с глубины 3200 м и ниже, этот градиент превышает 1.50.

С целью установления стратиграфической

Таблица 2

Месторождение	Горизонт	Абсолютная отметка ВНК (ГВК), м	$P_{пл}$ на ВНК (ГВК), кг/см <sup>2</sup>	$P_{пл}$ на ВНК (ГВК), кг/см <sup>2</sup>	$P_{пл} - P_{гг}$ кг/см <sup>2</sup>	$P_{пл} - P_{гг}$
Карабаглы Юго-западное крыло	Нижний Абшерон	-2776	278	365	87	1.31
	I	-2970	297	359	62	1.21
	II	-2975	298	382	84	1.29
	III	-2988	299	413	114	1.39
	IV	-3377	338	427	90	1.27
	V	-3244	324	501	177	1.55
Юго-восточная периклиналь	VI	-3357	336	533	197	1.59
	VI	-3743	374	670	296	1.79
	I	-2982	298	389	91	1.31
	V	-3517	352	532	180	1.51
	VI	-3566	357	520	163	1.46
	I	-3117	312	489	177	1.57
Кюрсанги	III	-3104	310	474	164	1.53
	III	-3358	336	524	188	1.56
	IV	-3624	362	584	222	1.61
	V	-3498	350	528	178	1.51
	V	-3475	348	582	234	1.67
	VI	-3620	362	580	218	1.60
Мишоваг Западный блок	VI	-3693	369	686	317	1.85
	I	-1383	142	191	49	1.34
	III	-1625	163	238	75	1.46
Центральный блок	I	-1270	127	166	39	1.3
	III	-1092	109	159	50	1.45
Восточный блок	I	-1187	119	147	28	1.24
	Нижний Абшерон	-1383	138	168	30	1.22
Галмаз	I	-1722	171	230	59	1.35
	II	-1741	174	215	41	1.23
	III	-1788	179	235	56	1.31

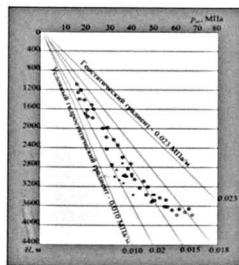


Рис. 1. Распределение начальных пластовых давлений на ВНК (ГВК) месторождений НКВ

приуроченности АВПД на основании анализа имеющегося материала был составлен обобщенный график изменения пластовых давлений и их градиентов по стратиграфическим интервалам, где на оси ординат откладывались средняя глубина расположения ВНК одноименных горизонтов, а на оси абсцисс – средневзвешенные пластовые давления (рис. 2).

Из рис. 2. видно, что градиенты пластовых давлений закономерно возрастают, начиная от среднего Абшерона до VI горизонта включительно (от 1.17 до 1.64), приближаясь к геостатическому градиенту. Так, если градиенты пластового давления на Абшероне составляют в среднем 50.9 % от геостатического градиента, то этот параметр в VI горизонте увеличива-

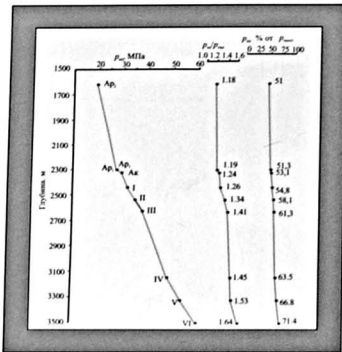


Рис. 2. Изменение начальных пластовых давлений по стратиграфическим и гипсометрическим глубинам

ется до 71,4%. Исходя из этой закономерности можно полагать, что в нижних стратиграфических интервалах градиенты пластовых давлений будут еще больше, но не более геостатического градиента.

В связи с изложенным рассмотрим каждый из этих факторов подробнее на основании фактического материала по начальным пластовым давлениям месторождений НКВ.

### 1. Напоры контурных вод

Влияние этого фактора обеспечивает длительное (в геологическом смысле) поддержание АВПД в залежах нефти и газа и проявляется на обширных территориях.

Если предположить, что пластовое давление в залежах обуславливается исключительно напором контурных вод, то этим давлением должно соответствовать гипсометрическое положение области питания пластов, т.е. выходов в НКВ отложений ПТ на поверхность.

Приведенные данные по начальным пластовым давлениям залежей месторождений НКВ, показывают, что для создания давлений, превышающих гидростатическое на глубине ВНК до значений, встречающихся в более погруженных структурах, необходимо огромное превышение гипсометрического положения области инфильтрации над районом расположения месторождений нефти и газа (до 1170 м для I горизонта), которое не имеет места не только в НКВ, но и в Азербайджане в целом.

### 2. Влияние геостатической нагрузки и про-

### цессы гравитационного уплотнения пород

Известно, что нормальное пластовое давление отражает величину напора гидростатического столба воды от точки замера до пьезометрической поверхности данного пласта. Однако в ряде случаев в молодых депрессионных зонах определяющее влияние на величину пластового давления в гидродинамической системе оказывает геостатическая нагрузка пород. Главное отличие между пластовым и геостатическим давлением заключается в том, что в первом случае давление передается через флюиды, а во втором – через минеральные частицы горных пород.

Влияние горного давления на формирование АВПД рассмотрено в многочисленных работах.

Весьма ценные исследования по гравитационному уплотнению глинистых пород приведены Дж.Уэллером, который построил серию кривых изменения абсолютной пористости с глубиной (до 3550 м) [8]. Кривые Дж.Уэллера указывают на значительное замедление темпа уплотнения глинистых пород, начиная с глубины 2500 м.

Отжимание седиментационных вод из глин происходит при наличии в разрезе проницаемых пород, принимающих отжимающуюся воду. В противном случае давление в глинистом и песчаном пластах выравнивается, приближаясь к геостатическому, и процесс отжима воды из глин прекращается.

Таким образом, поровое давление возрастает с увеличением скорости погружения и толщины пласта глин и уменьшается с ростом проницаемости и увеличением темпа разгрузки седиментационных вод.

В пределах НКВ разрез плиоцен-антропогенного комплекса, толщиной 5000–6000 м, представлен чередованием песчаных и глинистых пластов, благоприятствующим выжиманию вод из глин. Кроме того, глинистые породы испытывают уплотнение не только под действием геостатической нагрузки, но и под влиянием тектонических сил, что в свою очередь приводит к росту давлений в породах-коллекторах.

Образовавшиеся таким образом аномальные пластовые давления впоследствии начинают уменьшаться за счет различных видов разгрузок, которые намного опережают течение геологических процессов. Очевидно, что без постоянно действующих факторов, поддер-

живающих АВПД, оно не может сохраниться длительное время.

В этом отношении геостатическая нагрузка может играть роль постоянно действующего фактора в создании и поддержании АВПД в процессе осадконакопления и, как следствие этого, при седиментационном уплотнении пород.

### 3. Высота залежей и разность плотностей пластовых флюидов

Избыточное давление, создаваемое высотой залежи и разностью плотностей пластовых флюидов, рассматривалось в работах [7–9]. Благодаря этому фактору в своде залежей (особенно в газовых и газоконденсатных) создаются большие избыточные давления. В связи с этим приобретает важное значение установление характера изменения пластовых давлений в зависимости от высоты залежей, а также выявление роли этого фактора в возникновении АВПД.

Для установления степени влияния этого фактора был составлен график изменения избыточных пластовых давлений в зависимости от высоты залежей I горизонта ПТ (рис. 3).

Из рис. 3 видно, что распределение избыточных пластовых давлений в зависимости от высоты залежей подчиняется определенной закономерности, выражающейся в том, что максимальное отклонение пластового давления от гидростатического наблюдается на своде залежей и по мере приближения к ВНК это отклонение уменьшается, приобретая минимальное значение на ВНК.

Для количественной оценки зависимости между величиной отклонения пластового дав-

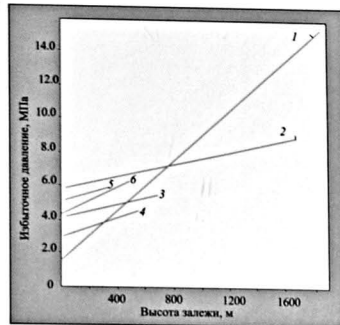


Рис. 3. Изменение избыточного давления в зависимости от высоты залежи:

1 – VII горизонт ПТ месторождения Карадаг; 2, 3 – центральное и северо-западное поля месторождения Кюровадаг; 4, 5, 6 – восточный, западный и центральный блоки месторождения Мишовдаг

ления от гидростатического  $\Delta p$  и высотой залежей  $H$ , были произведены расчеты и определены аналитические выражения функции  $\Delta p = f(H)$  по ряду залежей месторождений НКВ и для сравнения по газоконденсатному месторождению Карадаг (Юго-западное Абшерона (табл. 3).

Из табл. 3 и рис. 3 видно, что нарастание избыточного давления от ВНК к своду в нефтяных и газоконденсатных залежах подчиняется линейному закону. Угловым коэффициентом прямых изменяется в пределах от 0,019–0,048 кг/см<sup>2</sup> на 10 м высоты нефтяной залежи, а по место-

Таблица 3

Месторождение	Горизонт	Высота залежи, м	Превышение пластовым давлением гидростатического $\Delta p$ , МПа			Уравнение связи
			на своде	на ВНК	за счет высоты залежи	
Кюровадаг						
Центральное поле	I	1850	8,7	5,6	3,1	$\Delta p = 0,019H + 5,6$
Северо-западное поле	I	580	6,0	4,0	2,0	$\Delta p = 0,048H + 4,0$
Мишовдаг						
Западный блок	I	380	6,0	4,9	1,1	$\Delta p = 0,029H + 4,9$
Центральный блок	I	585	5,1	3,9	1,2	$\Delta p = 0,023H + 3,9$
Восточный блок	I	400	3,6	2,8	0,8	$\Delta p = 0,031H + 2,8$
Карадаг						
Южное крыло	VII	1850	14,5	1,7	12,8	$\Delta p = 0,070H + 1,7$

Таблица 4

Максимальная глубина пластового блока	Характер пластового блока	Номер скважины	Горизонт	Абсолютная отметка скважины, м	$P_{пл}$ , МПа	Высота от ВНК, м	Абсолютная отметка ВНК, м	Примыкающее давление на ВНК, МПа	Примыкающее $P_{пл}$ , МПа	$P_{дв}$ , МПа
Милочаг	Опушенный	30	I	-1340	18,45	80	-1420	19,1	4,9	1,34
	Приподнятый	103	I	-1100	15,36	170	-1270	16,6	3,9	1,31
Кюрвадаг	Опушенный	599	VI	-2706	39,7	200	-2906	41,2	12,1	1,41
	Приподнятый	414	VI	-1978	27,8	50	-2028	28,2	7,9	1,39
Карабазлы	Опушенный	13	I	-2972	35,9	170	-2782	35,9	6,2	1,21
	Приподнятый	12	I	-2612	31,3	60	-2929	32,6	4,8	1,17
Кюрсаглы	Опушенный	33	I	-2069	48,8	40	-2847	47,1	18,6	1,65
	Приподнятый	24	III	-2807	46,8	100	-3358	51,9	18,4	1,55
	Опушенный	33	III	-3258	51,7	100	-3104	47,4	16,4	1,53
	Приподнятый	25	III	-3104	47,4					

рождению газоконденсатной залежи Карадаг 0,070 кг/см<sup>2</sup>.

Более существенны колебания пластового давления на ВНК. Величина этого отклонения определяется свободным членом уравнения, так как на ВНК = 0 и  $\Delta p$  равно свободному члену уравнения.

Таким образом, при одинаковых высотах нефтяной (Кюрвадаг) и газоконденсатной (Карадаг) залежей превышение пластового давления над гидростатическим за счет только высоты залежей составляет соответственно 3.1 и 12.8 МПа.

Из приведенных данных следует, что если АВПД в газоконденсатной залежи VII горизонта месторождения Карадаг обусловлено только одним единственным фактором – разницей в плотностях газа и пластовой воды при большой высоте газоносности, то в Кюрвадаге влиянием только этого фактора возникновение АВПД объяснить невозможно. Поэтому можно с уверенностью считать, что АВПД в НКВ характерны для всей средне-верхнеплиоценовой водонапорной системы и связаны с условиями её формирования.

**4. Неотектонические движения и сохранение "запечатанных" пластовых давлений в гидродинамически изолированных ловушках**

Данные по пластовым давлениям в скважинах, расположенных в отдельных тектонических блоках, приводятся в табл. 4. При сравнении начальных пластовых давлений нами использовались приведенные значения давлений на ВНК с тем, чтобы исключить влияние высоты залежей. Это особенно важно в случае, если залежи одноименных горизонтов в пределах отдельных блоков содержат углеводороды различного фазового состояния.

Данные, приведенные в табл. 4 наглядно показывают, что во всех случаях в опущенных блоках на ВНК превышение пластовым давлением гидростатического больше, чем в приподнятых. Эти данные показывают, что указанный фактор далек от универсальности и может иметь место в исключительных случаях.

5. Гидродинамическая связь с нижними стратиграфическими интервалами высокого давления

Влияние этого фактора на формирование АВПД рассматривается в работах [3, 5, 7, 8].

Н.А. Еременко, не придавая значения этому фактору, пишет: "... для того, чтобы из нижнего пласта давление передавалось в верхний

пласт, необходимо АВПД в нижнем пласте, тогда надо искать причину, почему этот нижний пласт имеет АВПД. Таким образом, проблема остается нерешенной" [5].

При наличии гидродинамической связи между двумя пластами газ или нефть будут перетекать из нижележащего горизонта в вышележащий даже в условиях, когда нижележащий горизонт будет иметь нормальное пластовое давление. Это схематично представлено на рис. 4.

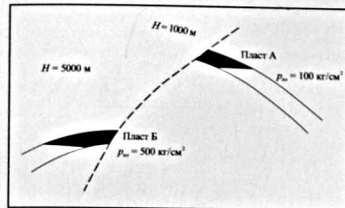


Рис. 4. Схема гидродинамической связи в нижних и верхних пластах

Предположим, что пласты А и Б расположены на глубинах соответственно 1000 и 5000 м с нормальными пластовыми давлениями 100 и 500 кг/см<sup>2</sup>.

Как видно из рис. 4, пласты А и Б можно

уподобить системе "скважина–пласт". В этом случае переток нефти или газа из пласта Б происходит за счет депрессии, создаваемой разницей между плотностями газа или нефти с одной стороны и воды – с другой, заполняющих пути перетока.

Если допустить, что плотность нефти, заполняющей пути перетока, в пластовых условиях составляет 700 кг/м<sup>3</sup>, то давление, создаваемое столбом нефти на пути перетока составит 28.0 МПа. В этом случае давление на пласт Б составит 100 + 280 = 380 кг/см<sup>2</sup>. Таким образом, депрессия между пластами составит 50.0 – 38.0 = 12.0 МПа.

Здесь следует оговорить, что повышение давления в пласте А может быть при условии постоянства давления в пласте Б. Это возможно в том случае, если объем углеводородов в нижнем пласте несравнимо больше, чем в верхнем пласте или же имеется постоянный подток углеводородов в нижний пласт.

Расчеты показывают, что при наличии перетока газа депрессия между пластами составит 28.0 МПа.

Изложенное приводит к выводу о том, что при формировании АВПД в залежах месторождений НКВ определенная роль принадлежала передаче высоких давлений нижних стратиграфических интервалов в верхние по разрывам.

**Список литературы**

1. Мирчик М.Ф. Нефтепромысловая геология. – М.: Гостоптехиздат, 1946, 699 с.
2. Хостов Б.А. Начальные пластовые давления в нефтяных и газовых месторождениях. – М.: Гостоптехиздат, 1960, 106 с.
3. Аликеев К.А. Аномально высокие пластовые давления в нефтяных и газовых месторождениях. – Ленинград: Недра, 1964, 168 с.
4. Шелкачев В.Н. Упругий режим водонапорных систем. – М.–Л.: Гостоптехиздат, 1948, 145 с.
5. Катченко Л.Н. О некоторых причинах аномально высоких пластовых давлений // Геология нефти и газа, 1964, № 7, с. 15-18.
6. Узлер Дж.М. Уплотнение осадков. Проблемы нефтяной геологии в освещении зарубежных ученых. – М.: Гостоптехиздат, 1961, 257 с.
7. Ализаде А.А. и др. Об одном из факторов аномально высокого давления // Тр. АЗНИИ ДН, 1967, вып. 18, с. 5-11.
8. Алиев А.И., Джафаров Р.Р. О природе аномально высоких начальных пластовых давлений // Реф. сб. "Геология и разведка газовых и газоконденсатных месторождений", 1972, № 3, с. 9-25.

9. *Везирова Р.Х., Джафаров Р.Р., Керимова А.В.* Роль избыточного давления в возникновении аномально высоких пластовых давлений // Известия вузов, Нефть и газ, 1972, № 1, с. 11-13.
10. *Савченко В.П.* Определение положения газоводяного, водонефтяного, газонефтяного контактов по данным замеров пластовых давлений // Газовая промышленность, 1957, № 4, с. 1-4.
11. *Еременко Н.А.* Геология нефти и газа. – М.: Недра, 1968, 255 с.

## References

1. *Mirchink M.F.* Neftpromyslovaya geologia. – M.: Gostoptekhizdat, 1946, 699 s.
2. *Tkhostov B.A.* Nachal'nye plastovye davleniya v neftyanykh i gazovykh mestorozhdeniyakh. – M.: Gostoptekhizdat, 1960, 106 s.
3. *Anikiev K.A.* Anomal'no vysokie plastovye davleniya v neftyanykh i gazovykh mestorozhdeniyakh. – L.: Nedra, 1964, 168 s.
4. *Shchelkachev V.N.* Uprugiy rezhim vodonapornykh system. – M.–L.: Gostoptekhizdat, 1948, 145 s.
5. *Kapchenko L.N.* O nekotorykh prichinakh anomal'no vysokikh plastovykh davleniy // Geologia nefi i gaza, 1964, No 7, s. 15-18.
6. *Ueller Dzh.M.* Uplotnenie osadkov. Problemy neftyanoy geologii v osveshchenii zarubezhnykh uchonykh. – M.: Gostoptekhizdat, 1961, 257 s.
7. *Alizade A.A. i dr.* Ob odnom iz faktorov anomal'no vysokogo davleniya // Tr. AzNII DN, 1967, vyp. 18, s. 5-11.
8. *Aliyev A.I., Dzhaфаров R.R.* O prirode anomal'no vysokikh nachal'nykh plastovykh davleniy // Ref. sb. "Geologia i razvedka gazovykh i gazokondensatnykh mestorozhdeniy", 1972, No 3, s. 9-25.
9. *Vezirova R.Kh., Dzhaфаров R.R., Kerimova A.V.* Rol' izbytochno davleniya v vozniknovenii anomal'no vysokikh plastovykh davleniy // Izvestiya vuzov, Neft' i gaz, 1972, No 1, s. 11-13.
10. *Savchenko V.P.* Opredelenie polozheniya gazovodnogo, vodonefyanogo, gazonefyanogo kontaktov po dannym zamerov plastovykh davleniy // Gazovaya promyshlennost', 1957, No 4, s. 1-4.
11. *Yeremenko N.A.* Geologia nefi i gaza. – M.: Nedra, 1968, 255 s.