

1. ФИЗИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ ДОБЫЧИ НЕФТИ И ГАЗА

1.1 ПЛАСТОВАЯ ЭНЕРГИЯ И СИЛЫ, ДЕЙСТВУЮЩИЕ В ЗАЛЕЖАХ НЕФТИ И ГАЗА

Всякая нефтяная или газовая залежь обладает потенциальной энергией, которая в процессе ее разработки переходит в кинетическую и расходуется на вытеснение нефти или газа из пласта.

В газовых пластах движение газа происходит под действием сил, возникающих при расширении газа одновременно со снижением пластового давления. При этом может создаваться также напор краевых или подошвенных вод, подпирающих газ снизу.

Наличие тех или иных видов пластовой энергии и характер их проявления в процессе разработки нефтяной или газовой залежи определяют режим дренирования залежи.

Принято давать название режиму по преобладанию в рассматриваемый период времени главной движущей силы в пласте.

1.2 РЕЖИМЫ ГАЗОВЫХ

ЗАЛЕЖЕЙ

Для газоносных пластов основные источники пластовой энергии: напор краевых вод, упругие силы воды и породы и давление расширяющегося газа. В зависимости от преобладающего действия того или иного источника пластовой энергии режим работы газовых залежей может быть водонапорным, упруго-газовым и упруго-газоводонапорным. Основным источником пластовой энергии при этом режиме работы газовой залежи — напор краевых (подошвенных) вод. Условия проявления водонапорного режима в газовых залежах аналогичны условиям проявления этого же режима в нефтяных залежах.

Водонапорный режим газоносных пластов встречается редко.

Упруго-газоводонапорный режим. Основным источником пластовой энергии при этом режиме — упругие силы воды и породы, а также расширяющегося газа. Действие упругих сил превалирует, если проницаемость пласта невысокая, строение пласта неоднородное, а область питания расположена на значительном удалении от залежи, т. е. гидродинамическая связь газовой залежи с областью питания слабая.

Таким образом, в начальный период разработки газовой залежи в ней устанавливается газовый режим. Продолжительность его для разных залежей различна. На ряде газовых и газоконденсатных месторождений Куйбышевской области и Краснодарского края установлено, что лишь после снижения давления на 3—30% стало заметным проявление упруго-водонапорного режима.

Упруго-газоводонапорный режим часто встречается в газовых залежах.

Газовый режим. В залежах с газовым режимом отбор газа производится за счет давления, создаваемого расширяющимся газом; Поэтому газовый режим называют еще режимом расширяющегося газа. Этот режим проявляется в залежах, приуроченных к полностью запечатанным ловушкам, образовавшимся в результате литологического ограничения и тектонического экранирования. Обычно это небольшие залежи.

1.3 ГАЗООТДАЧА ПЛАСТОВ

Согласно экспериментальным и статистическим промысловым данным, коэффициенты нефтеотдачи в зависимости от режимов работы пласта могут достигать следующих значений:

Водонапорный режим **0,5-0,8**

Газонапорный режим**0,4-0,7**

Режим растворенного газа**0,15-0,3**

Коэффициент газоотдачи газовых и газоконденсатных пластов, как правило, выше, чем коэффициент нефтеотдачи, по ряду причин.

Один из факторов, влияющих на газоотдачу, остаточное давление в пласте в конечной стадии эксплуатации.

1.4 ПРИТОК ЖИДКОСТИ И ГАЗА В СКВАЖИНЫ

Для нефтяной скважины можно написать

$$p_{пл} - p_{заб} = \frac{Q\mu}{2\pi kh} \ln \frac{R_k}{r_c}, \quad (1)$$

где Q —дебит скважины, $\text{м}^3/\text{с}$; μ —вязкость жидкости, $\text{Па}\cdot\text{с}$; R_k и r_c — радиусы контура питания и скважины, м ; k —проницаемость пласта, м^2 ; h — мощность пласта, м .

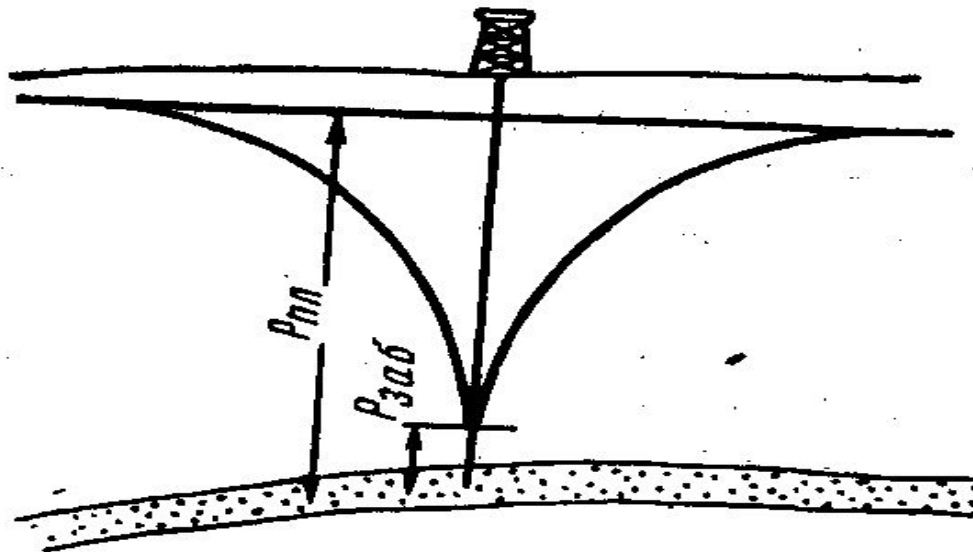


Рис. 1. Распределение давления в пласте вокруг эксплуатационной скважины

Решая уравнение (1) относительно Q , получим уравнение Дюпюи для радиального установившегося притока в скважину однородной жидкости:

$$Q = \frac{2\pi kh(p_{nl} - p_{заб})}{\mu \ln \frac{R_{\kappa}}{r_c}}, \quad (2)$$

В практических условиях дебит нефтяных скважин измеряют на поверхности в т/сут, проницаемость пород—в дарси, а вязкость нефти—в сантипуазах.

Если в формуле (2) производительность Q представить в т/сут ($Q=Q_{об}\rho$, где ρ в т/м³), проницаемость k в дарси ($1Д=10^{-12}$ м²), пластовое и забойное давления в мегапаскалях (1 МПа = 10^6 Па) и если учесть объемный коэффициент b , то после математических преобразований формула (2) примет вид:

$$Q' = \frac{0,236k\rho h(p_{nl} - p_{заб})}{b\mu \lg \frac{R_{\kappa}}{r_c}}, \quad (3)$$

Если вместо жидкости к скважине притекает газ, то получим

$$Q_g = \frac{\pi k h (p_{пл}^2 - p_{заб}^2)}{\mu_g p_0 \ln \frac{R_k}{r_c}}, \quad (4)$$

где Q_g — расход газа при атмосферном давлении; p_0 — атмосферное давление.

Для расчета дебита газовой скважины чаще применяют двучленную формулу, учитывающую свойства реального газа, свойства пласта и особенности скважины.

Уравнение притока газа к забою совершенной скважины, характеризующее зависимость потерь энергии пласта $(p_{пл}^2 - p_{з}^2)$ от дебита газа, имеет вид:

$$p_{\text{пл}}^2 - p_{\text{з}}^2 = aQ + bQ^2, \quad (5)$$

где

$$a = \frac{116\mu z T_{\text{пл}}}{\pi k h \rho_{\text{ат}} T_{\text{ст}}} \ln \frac{R_{\text{к}}}{R_{\text{с}}}; \quad (6)$$

$$b = \frac{\rho_{\text{ст}} z \rho_{\text{ат}} T_{\text{пл}}}{2\pi^2 l h^3 T_{\text{ст}}} \left(\frac{1}{R_{\text{с}}} - \frac{1}{R_{\text{к}}} \right); \quad (7)$$

a, b — коэффициенты фильтрационного сопротивления, зависящие от параметров призабойной зоны пласта и конструкции забоя скважины; $p_{\text{пл}}, p_{\text{з}}$ — соответственно пластовое и забойное давление, кгс/см²; Q — дебит газа при $p_{\text{ат}}$ и $T_{\text{ст}}$, тыс. м³/сут; μ — коэффициент динамической вязкости газа при $p_{\text{пл}}$ и $T_{\text{пл}}$, сП; k — проницаемость пласта, Д; h — эффективная мощность, м; $\rho_{\text{ст}}$ — плотность газа при $p_{\text{ат}}$ и $T_{\text{ст}}$; l — коэффициент макрошероховатости; $R_{\text{к}}, R_{\text{с}}$ — радиусы контура питания и скважины соответственно, м.

Коэффициенты фильтрационного сопротивления при движении газа в изотропном пласте к несовершенной по степени и характеру вскрытия скважине определяются из выражений

$$a_{н} = a^* \left(\ln \frac{\tilde{R}_к}{R_c} + C_1 + C_2 \right); \quad (8)$$

$$b_{н} = b^* \left(\frac{1}{R_c} - \frac{1}{R_к} + C_3 + C_4 \right); \quad (9)$$

$$a^* = 116 \mu z r_{ат} T_{пл} / \pi k h T_{ст}; \quad (10)$$

$$b^* = \frac{r_{ст} z r_{ат} T_{пл}}{2 \pi^2 l h^2 T_{ст}}; \quad (11)$$

C_1, C_3 и C_2, C_4 — коэффициенты несовершенства соответственно по степени и характеру вскрытия.

Коэффициенты несовершенства по степени вскрытия C_1 и C_3 следует определять по формулам

$$C_1 = \frac{1}{\bar{h}} \ln \bar{h} + \frac{1 - \bar{h}}{\bar{h}} \ln \frac{\delta}{\bar{R}_c}; \quad C_3 = \frac{1}{\bar{h}}, \quad (12)$$

где $\bar{h} = h_{вс}/h$ — относительное вскрытие пласта скважиной; $\delta = 1,6(1 - \bar{h}^2)$;
 $\bar{R}_c = R_c/h$ — относительный радиус скважины.

Для равномерно анизотропных пластов, горизонтальная и вертикальная проницаемости которых отличаются друг от друга, коэффициенты фильтрационного сопротивления несовершенной по степени вскрытия скважины определяются по формуле

$$a_n = \frac{a^*}{v} \ln \frac{\bar{R}^v - x}{\bar{h}}; \quad (13)$$

$$b_n = b^* \frac{\ln \frac{\bar{R}^v - x}{\bar{h}}}{\bar{h}v \ln \bar{R}}, \quad (14)$$

где $v = \sqrt{k_B/k_T}$ — параметр анизотропии; k_B, k_T — соответственно вертикальная и горизонтальная проницаемости; $x = 1 - \bar{h}$; $\bar{R} = R_K/R_C$ — безразмерный радиус.

Коэффициенты несовершенства по степени вскрытия в анизотропных пластах определяются по формулам

$$C_1 = \frac{1}{v} \ln \frac{\bar{R}^v - x}{\bar{h}} - \ln \bar{R}; \quad (15)$$

$$C_3 = (C_1 + \ln \bar{R})/\bar{h} \ln \bar{R}. \quad (16)$$

Значительно сложнее точное определение коэффициентов несовершенства C_2 и C_4 , вызванного характером вскрытия.

Величины C_2 и C_4 зависят от числа отверстий, типа перфорации, глубины и диаметра каналов, прочностных и фильтрационных характеристик пористой среды и др. При предположении сферического притока к полусфере, образующейся за цементным камнем, коэффициенты C_2 и C_4 можно оценить по формулам

$$C_2 = h/nR_0; \quad C_4 = h^2/3n^2R_0^3, \quad (17)$$

где R_0 — радиус полусферы (каверны); n — число отверстий.

1.5 УЧЕТ НЕСОВЕРШЕНСТВА СКВАЖИН

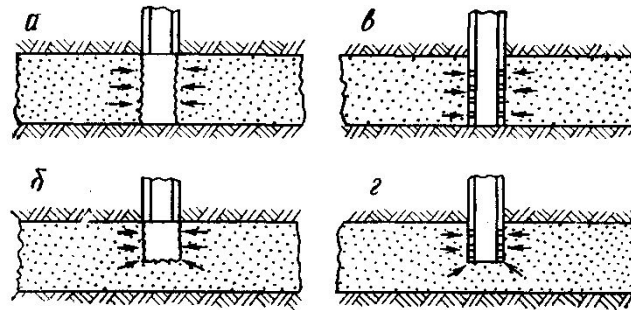


Рис. 2. Виды гидродинамического несовершенства
гидродинамически совершенная скважина (рис. 2,

а); гидродинамически несовершенными по степени вскрытия скважина (рис. 2, б);

несовершенными по характеру вскрытия пласта (рис. 2, в)

несовершенные и по степени, и по характеру вскрытия пласта одновременно (рис. 2, г).

1.6 Горючие газы и их разновидности

Природный газ – это самая благородная форма ископаемого топлива.

Как известно, в земных условиях вещества встречаются в четырех состояниях: газы, жидкости, твердые тела, плазма.

ТАБЛИЦА 1

Состав природных газов чисто газовых месторождений

Месторождение	Объемная доля компонента в газе, %								Относительная плотность по воздуху
	CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	C ₄ H ₁₀	C ₅ H _{12+в}	N ₂ +R**	CO ₂	H ₂ S	
Северо-Ставропольское	98,90	0,29	0,16	0,050	—	0,40	0,20	—	0,56
Березовское	95,10	1,10	0,30	0,070	0,03	3,00	0,40	—	0,58
Медвежье*	98,78	0,10	0,02	0,00	—	1,00	0,10	—	0,56
Заполярье*	98,60	0,07	0,02	0,01	0,01	1,11	0,18	—	0,56
Уренгойское*	97,84	0,10	0,03	0,02	0,01	1,70	0,30	—	0,56
Шатлыкское	95,58	1,99	0,35	0,100	0,05	0,78	1,15	—	0,58

*Сеноманская залежь.

**R – инертные газы (гелий, аргон, криптон, ксенон).

ТАБЛИЦА 2

Состав природных газов, добываемых из газоконденсатных месторождений

Месторождение	Объемная доля компонента в газе, %								Относительная плотность по воздуху
	CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	C ₄ H ₁₀	C ₅ H _{12+в}	N ₂ +R*	CO ₂	H ₂ S	
Шебелинское	92,0	4,00	1,1	0,52	0,26	2,00	0,12	—	0,606
Вуктыльское	74,80	8,70	3,9	1,80	6,40	4,30	0,10	—	0,882
Оренбургское	84,0	5,0	1,6	0,70	1,80	3,5—4,9	0,5—1,7	1,3—5,0	0,680—0,70
Уренгойское:	88,28	5,29	2,42	1,00	2,52	0,48	0,01	—	0,707
БУ-8	82,27	6,56	3,24	1,49	5,62	0,32	0,50	—	0,813
БУ-14									
Надымское	75,11	8,62	3,90	1,44	10,20	0,38	0,35	—	0,876
Юбилейное	79,47	9,06	4,43	1,64	4,38	0,48	0,54	—	0,794
Заполярье, БТ-5	79,41	6,12	4,16	2,39	7,33	0,42	0,17	—	0,880
Варьеганское	70,35	6,48	7,33	2,88	10,04	2,71	0,21	—	0,907
Астраханское	58,86	1,88	0,60	0,23	0,12	0,81	11,00	26,5	0,855

*R — инертные газы.

Состав нефтяных газов

Месторождение	Объемная доля компонента в газе, %								Относительная плотность по воздуху
	CH_4	C_2H_6	C_3H_8	C_4H_{10}	$\text{C}_5\text{H}_{12+\text{в}}$	$\text{N}_2 + \text{R}^*$	CO_2	H_2S	
Бавлинское	35,0	20,7	19,9	9,8	5,8	8,4	0,4	—	1,181
Мужановское	30,1	20,2	23,6	10,6	4,8	6,8	1,5	2,4	1,186
Ишимбайское	42,4	12,0	20,5	7,2	3,1	11,0	1,0	2,8	1,046
Ромашкинское	38,8	19,1	17,8	8,0	6,8	8,0	1,5	—	1,125
Самотлорское, Б-8	53,4	7,2	15,1	8,3	6,3	9,6	0,1	—	1,010
Узеньское	50,2	20,2	16,8	7,7	3,0	2,3	—	—	1,010
Жетыбайское	63,9	16,2	8,1	5,1	5,1	1,2	0,4	—	0,827

*R — инертные газы.

2. ОСОБЕННОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ СКВАЖИН. ОСНОВНЫЕ ПРИЧИНЫ УХУДШЕНИЯ ИХ ПРОДУКТИВНОСТИ

2.1 ОСНОВНЫЕ ПРИЧИНЫ СНИЖЕНИЯ ПРОДУКТИВНОСТИ СКВАЖИН. ПОНЯТИЕ СКИН-ЭФФЕКТА.

Снижение продуктивности скважин в процессе разработки газоконденсатных месторождений связано с проявлением различных геолого-промысловых факторов. Основными из них являются:

изменение состояния призабойных зон этих скважин (ПЗС), а именно, ухудшение фильтрационно-емкостных свойств коллектора в этой области пласта;

осложнение в эксплуатации скважин из-за ухудшения технического состояния ствола скважин;

накопление жидкости в стволе скважины вследствие изменения фазового состояния углеводородной смеси или прорыва к скважине воды.

