

ПЛАСТОВЫЕ ФЛЮИДЫ:

ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ И НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ САРАТОВСКОЙ ОБЛАСТИ

ГЛАВА 9. ОСОБЕННОСТИ СТРОЕНИЯ САРАТОВСКОГО СЕКТОРА ПРИКАСПИЙСКОЙ НЕФТЕГАЗОНОСНОЙ ПРОВИНЦИИ

9.6. Обоснование фазового состояния и параметров пластовых флюидов подсолевых отложений ()

9.7. Оценка характера флюидалльных систем в подсолевых отложениях в скв. П-1 Черная Падина (Былинкин Г.П., Гужиков П.А., Клычев Н.В.)

ГЛАВА 11. ГЛУБОКОПОГРУЖЕННЫЕ ПЛАСТОВЫЕ ФЛЮИДЫ

11.1. Характерные типы распределения параметров нефтяных и газоконденсатных систем

11.2. Оценка фазового перехода пластовых флюидов

11.3. Оценка степени насыщенности пластовых флюидов

11.4 Оценка подвижности конденсата при давлениях ниже точки росы

11.5. Обоснование подсчетных параметров нефти и газа

11.6. Особенности оценки подсчетных параметров пластового газа

11.7. Способ подсчета удельных запасов нефти, газа, конденсата на единой методической основе

11.8. Обоснование подсчетных параметров нефтяных и газоконденсатных систем дальнего Саратовского Заволжья (ДСЗ)

ГЛАВА 9. ОСОБЕННОСТИ СТРОЕНИЯ САРАТОВСКОГО СЕКТОРА ПРИКАСПИЙСКОЙ НЕФТЕГАЗОНОСНОЙ ПРОВИНЦИИ

9.6. Обоснование фазового состояния и параметров пластовых флюидов подсолевых отложений*

Для оценки фазового состояния глубокопогруженных флюидов внутренней части Прикаспийской впадины использована методика, разработанная на основе материалов по Карачаганакскому, Тенгизскому, Астраханскому и другим глубокопогруженным месторождениям [1]. Суть этой методики заключается в построении фазовых диаграмм в координатах: давление – газосодержание и нанесении на нее прогнозируемого соотношения жидких и газообразных УВ, пластовых давлений и температур. Такие диаграммы строятся для каждого литолого-фациального комплекса с заданной пластовой температурой. Прогнозируемое соотношения жидких и газообразных УВ в оценочном объекте рассчитывается объемно-генетическим методом с учетом потерь эмигрировавших УВ и коэффициента аккумуляции. Состав флюидов для рекомбинации пластовой смеси принимается на основе фактических данных по эталонному объекту. На базе этих диаграмм определяется фазовое состояние (жидкое или газообразное, в том числе однофазное или двухфазное) прогнозируемой системы. Дальнейшее исследование математического моделирования фазового состояния и процессов контактного разгазирования (конденсации) позволяет оценить объемное соотношение газообразной и жидкой фаз и их прогнозируемые подсчетные параметры.

В качестве аналога для Карпенского, Осиновогайского и Дергачевского лицензионных участков внутренней части Прикаспийской впадины было выбрано Карачаганакское месторождение. Прогнозируемые параметры для расчета фазового состояния пластовых флюидов приведены в табл. 1.

* по совместным исследованиям с д. г.-м. н. И.В. Орешкиным

Табл. 1

ОСИНОВОГАЙСКИЙ И ДЕРГАЧЕВСКИЙ ЛИЦЕНЗИОННЫЕ УЧАСТКИ
ПРОГНОЗНЫЕ ПАРАМЕТРЫ ДЛЯ РАСЧЕТА ФАЗОВОГО СОСТОЯНИЯ ПЛАСТОВЫХ ФЛЮИДОВ

| Продуктивный комплекс | Индекс комплекса | Термобарические условия | | | | Соотношение аккумулярованных УВ по ОГМ | | | Плотность дегазированной жидкости | Состав исходной газовой фазы | | | | |
|-----------------------|---|-------------------------|-----|-----------------------|-----|--|-------------------|------------------|-----------------------------------|------------------------------|-----------------|------------------|----------------|-----------------|
| | | Пластовое давление | | Пластовая температура | | газ/жидкость | | жидкость/газ | | N ₂ | CO ₂ | H ₂ S | C ₁ | C ₂₊ |
| | | MPa | MPa | °C | °C | м ³ /м ³ | м ³ /т | г/м ³ | | | | | | |
| min | max | min | max | | | | | | | | | | | |
| VI | C ₂ -P ₁ | 34 | 60 | 58 | 100 | 556 | 679.4 | 1472 | 818 | 1.07 | 5.80 | 3.64 | 75.3 | 14.17 |
| IV | C ₁ ^V -C ₂ ^b | 40 | 71 | 69 | 117 | 603 | 736.8 | 1357 | 818 | 1.07 | 5.80 | 3.64 | 75.3 | 14.17 |
| II | D ₃ ^{fm} -C ₁ ^t | 49 | 80 | 77 | 121 | 949 | 1170 | 855 | 811 | 0.92 | 5.84 | 3.51 | 72.8 | 16.92 |
| I | D ₃ -D ₂ | 58 | 92 | 85 | 130 | 949 | 1170 | 855 | 811 | 0.92 | 5.84 | 3.51 | 72.8 | 16.92 |

Табл. 2

Аналог-Карачаганакское месторождение
(Отчет по подсчету запасов, утвержденный в ГКЗ в 1988 г.)

| Продуктивный комплекс | Индекс комплекса | Термобарические условия | | | | Соотношение аккумулярованных УВ по ОГМ | | | Плотность дегазированной жидкости | Газ стандартной сепарации | | | | |
|---|--|--------------------------|-----|-----------------------|-----|--|-------------------|------------------|-----------------------------------|---------------------------|-----------------|------------------|----------------|-----------------|
| | | Пластовое давление | | Пластовая температура | | Газ/Жидкость | | Жидкость/Газ | | N ₂ | CO ₂ | H ₂ S | C ₁ | C ₂₊ |
| | | MPa | MPa | °C | °C | м ³ /м ³ | м ³ /т | г/м ³ | | | | | | |
| min | max | min | max | | | | | | | | | | | |
| Основная разведанная залежь | | | | | | | | | | | | | | |
| Пластовый газ (среднее по 17 скважинам) | | | | | | | | | | | | | | |
| VI-IV | C ₁ ^V -P ₁ ^S | 52 | 58 | 71 | 84 | 1247 | 1550 | 645 | 804 | 0.81 | 5.97 | 3.62 | 75.57 | 14.03 |
| Нефтяная подушка | | | | | | | | | | | | | | |
| <i>Летучая нефть (скв. б)</i> | | | | | | | | | | | | | | |
| IV | C ₁ ^S | 58 | | 84 | | 880 | 1075 | 930 | 818 | 1.07 | 5.80 | 3.64 | 75.32 | 14.17 |
| <i>Пластовая нефть в целом (среднее по 3 скважинам)</i> | | | | | | | | | | | | | | |
| | C ₁ ^{V-S} | 58 | 61 | 84 | 91 | 616 | 725 | 1379 | 850 | 1.03 | 5.71 | 3.40 | 70.05 | 19.81 |
| Пластовый газ и нефть в целом | | | | | | | | | | | | | | |
| VI-IV | C ₁ ^V -P ₁ ^S | 52 | 61 | 71 | 91 | 1033 | 1273 | 785 | 811 | 0.92 | 5.84 | 3.51 | 72.81 | 16.92 |
| Притоки пластового флюида из девонских отложений | | | | | | | | | | | | | | |
| Пластовый газ (скв. 15, инт. 5640-5754 м) | | | | | | | | | | | | | | |
| I | D ₂ | 70 | 80 | 95 | 100 | 1170 | 1455 | 687 | 804 | 0.91 | 15.1 | 0.04 | 67.2 | 16.75 |
| <i>Пластовая нефть (скв. Д-1, инт. 5690-5750 м)</i> | | | | | | | | | | | | | | |
| I | D ₂ | 70 | 80 | 95 | 100 | 176 | 211 | 4741 | 834 | 0.86 | 10.6 | 2.2 | 36.9 | 49.38 |
| ГАЗОПРОЯВЛЕНИЯ НА ЛИЦЕНЗИОННОМ УЧАСТКЕ | | | | | | | | | | | | | | |
| Алтатинская структура | | | | | | | | | | | | | | |
| VI | C ₂ -P ₁ | Скв. 8, забой 3855 м | | | | | | | | 93 | 2.6 | 3.52 | 0.85 | 0.01 |
| | | Скв. 4, инт. 4700-4790 м | | | | | | | * | 1.50 | 0.30 | 0.00 | 84.00 | 14.20 |

* Вместе с газом отмечались проявление нефти (проба не отобрана).

Прогноз осуществлялся в пределах следующих продуктивных комплексов:

I – Средне-вернедевонский (D_3-D_2);

II – Верхнедевонско-нижнекаменноугольный ($D_3^{fm}-C_1^t$);

IV – Верхневизейско-нижнебашкирский ($C_1^V-C_2^b$);

VI – Верхнемосковско-нижнепермский ($C_2^m-P_1$);

Для каждого продуктивного комплекса в пределах исследуемой территории рассчитаны минимальные и максимальные значения давления и температуры, а также соотношения жидких и газообразных УВ, которые способны аккумулироваться в ловушки.

Состав исходной газовой фазы и плотность дегазированной УВ жидкости приняты по сопоставлению газосодержаний аккумулированных УВ по объемно-генетическому методу (ОГМ) и пластовых флюидов Карачаганакского месторождения (табл. 1, 2). Для IV и VI продуктивных комплексов принят состав летучей нефти, а для I и II комплексов – состав пластового флюида Карачаганакского месторождения в целом (табл. 2). Детальные компонентные составы прогнозируемых пластовых флюидов и свойства фракций, положенных в основу расчета фазовых равновесий по уравнению состояния в модификации Пенга-Робинсона, приведены в табл. 3, 4.

Для IV и VI продуктивных комплексов при давлениях 60 МПа и выше пластовые системы должны находиться в нефтяном однофазном состоянии (рис. 1). В направлении от южной к северной зоне пластовые системы, находящиеся при более низких давлениях (менее 55 МПа), попадают в двухфазную зону (рис. 2). Данные расчетов фазовых равновесий свидетельствуют, что в наиболее погруженной южной зоне должны существовать однофазные нефтяные системы с газосодержанием на уровне 680 – 740 м³/т.

Табл. 3

**КАРПЕНСКИЙ, ОСИНОВОГАЙСКИЙ И ДЕРГАЧЕВСКИЙ
ЛИЦЕНЗИОННЫЕ УЧАСТКИ**
**Внутренняя часть Прикаспийской впадины. Прогнозные параметры
состава исходного аккумулярованного пластового флюида**

Продуктивные комплексы:

| | | | |
|----|---------------|----|-----------|
| VI | $C_1^V-C_2^b$ | IV | C_2-P_1 |
|----|---------------|----|-----------|

Аналог: Летучая нефть Карачаганакского месторождения и газосодержание по ОГМ

| Компонент | Нефть сепарации | | Газ сепарации | | Пластовая нефть | |
|----------------------------------|-----------------|--------|---------------|--------|-----------------|--------|
| | масс% | моль % | масс% | моль % | масс% | моль % |
| H ₂ | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| He | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| N ₂ | 0.00 | 0.00 | 1.36 | 1.07 | 0.54 | 0.91 |
| CO ₂ | 0.02 | 0.07 | 13.07 | 6.55 | 5.19 | 5.57 |
| H ₂ S | 0.03 | 0.14 | 5.63 | 3.64 | 2.24 | 3.11 |
| CH ₄ | 0.03 | 0.30 | 54.79 | 75.32 | 21.72 | 64.01 |
| C ₂ H ₆ | 0.02 | 0.11 | 10.89 | 7.99 | 4.33 | 6.80 |
| C ₃ H ₈ | 0.03 | 0.14 | 5.66 | 2.83 | 2.26 | 2.43 |
| i-C ₄ H ₁₀ | 0.01 | 0.03 | 0.92 | 0.35 | 0.37 | 0.30 |
| n-C ₄ H ₁₀ | 0.03 | 0.08 | 1.50 | 0.57 | 0.61 | 0.50 |
| i-C ₅ H ₁₂ | 0.23 | 0.61 | 1.15 | 0.35 | 0.59 | 0.39 |
| n-C ₅ H ₁₂ | 0.42 | 1.09 | 1.64 | 0.50 | 0.90 | 0.59 |
| Pseudo C ₆ | 1.80 | 4.03 | 1.68 | 0.46 | 1.75 | 1.00 |
| Pseudo C ₇ | 3.42 | 6.81 | 0.98 | 0.23 | 2.45 | 1.22 |
| Pseudo C ₈ | 3.90 | 7.22 | 0.39 | 0.08 | 2.51 | 1.16 |
| Pseudo C ₉ | 7.95 | 12.37 | 0.28 | 0.05 | 4.91 | 1.91 |
| Pseudo C ₁₀ | 6.64 | 9.31 | 0.06 | 0.01 | 4.04 | 1.41 |
| Pseudo C ₁₁ | 5.96 | 7.59 | 0.00 | 0.00 | 3.60 | 1.14 |
| Pseudo C ₁₂₊ | 69.53 | 50.10 | 0.00 | 0.00 | 41.98 | 7.55 |
| Суммарно | 100.00 | 100.00 | 100.00 | 100.00 | 100.00 | 100.00 |
| Мол./мас. доля | 0.6038 | 0.1507 | 0.3962 | 0.8493 | 1.0000 | 1.0000 |

Газосодержание: 580.0 $г/м^3$ / $г/м^3$ 708.9 $г/м^3$ / $г/м^3$ Рсеп = 0.10 МПа
C₅₊ на пластовый флюид: 1233.7 $г/м^3$ / $г/м^3$ Тсеп = 20.0°C

| Компонент | Нефть сепарации | | Газ сепарации | | Пластовая нефть | |
|-------------------------|-------------------|----------------|-------------------|----------------|-------------------|----------------|
| | Плотность | Молярная масса | Плотность | Молярная масса | Плотность | Молярная масса |
| | кг/м ³ | г/моль | кг/м ³ | г/моль | кг/м ³ | г/моль |
| C ₅₊ | 819.0 | 190.8 | 658.7 | 81.10 | 811.3 | 181.2 |
| Pseudo C ₇₊ | 824.6 | 197.5 | 729.2 | 102.15 | 823.4 | 195.4 |
| Pseudo C ₆ | 653.5 | 84.5 | 655.3 | 80.70 | 654.2 | 83.0 |
| Pseudo C ₇ | 690.5 | 95.1 | 710.9 | 94.10 | 693.7 | 94.9 |
| Pseudo C ₈ | 710.7 | 102.3 | 745.4 | 107.80 | 712.7 | 102.6 |
| Pseudo C ₉ | 730.8 | 121.7 | 764.3 | 122.90 | 731.5 | 121.8 |
| Pseudo C ₁₀ | 754.8 | 135.1 | 777.7 | 138.30 | 755.0 | 135.2 |
| Pseudo C ₁₁ | 774.2 | 148.8 | | | 774.2 | 148.8 |
| Pseudo C ₁₂₊ | 865.9 | 262.8 | | | 865.9 | 262.8 |
| Флюид | 818.2 | 189.4 | 0.9256 | 22.05 | | 47.27 |

| | | | |
|---|---------------------|--------|---------|
| Суммарное содержание C ₅₊ на | пластовый флюид | 1233.7 | $г/м^3$ |
| | газ сепарации | 1452.7 | $г/м^3$ |
| | сухой пластовый газ | 1475.2 | $г/м^3$ |

ОСИНОВОГАЙСКИЙ И ДЕРГАЧЕВСКИЙ ЛИЦЕНЗИОННЫЕ УЧАСТКИ

Внутренняя часть Прикаспийской впадины

Прогнозные параметры состава исходного аккумулярованного пластового флюида

Продуктивные комплексы:

| | | | |
|---|--------------------------------|----|---|
| I | D ₃ -D ₂ | II | D ₃ ^{fm} -C ₁ ^t |
|---|--------------------------------|----|---|

Аналог: Смесь пластового газа и нефти в целом по Карачаганакскому месторождению и газосодержание по ОГМ

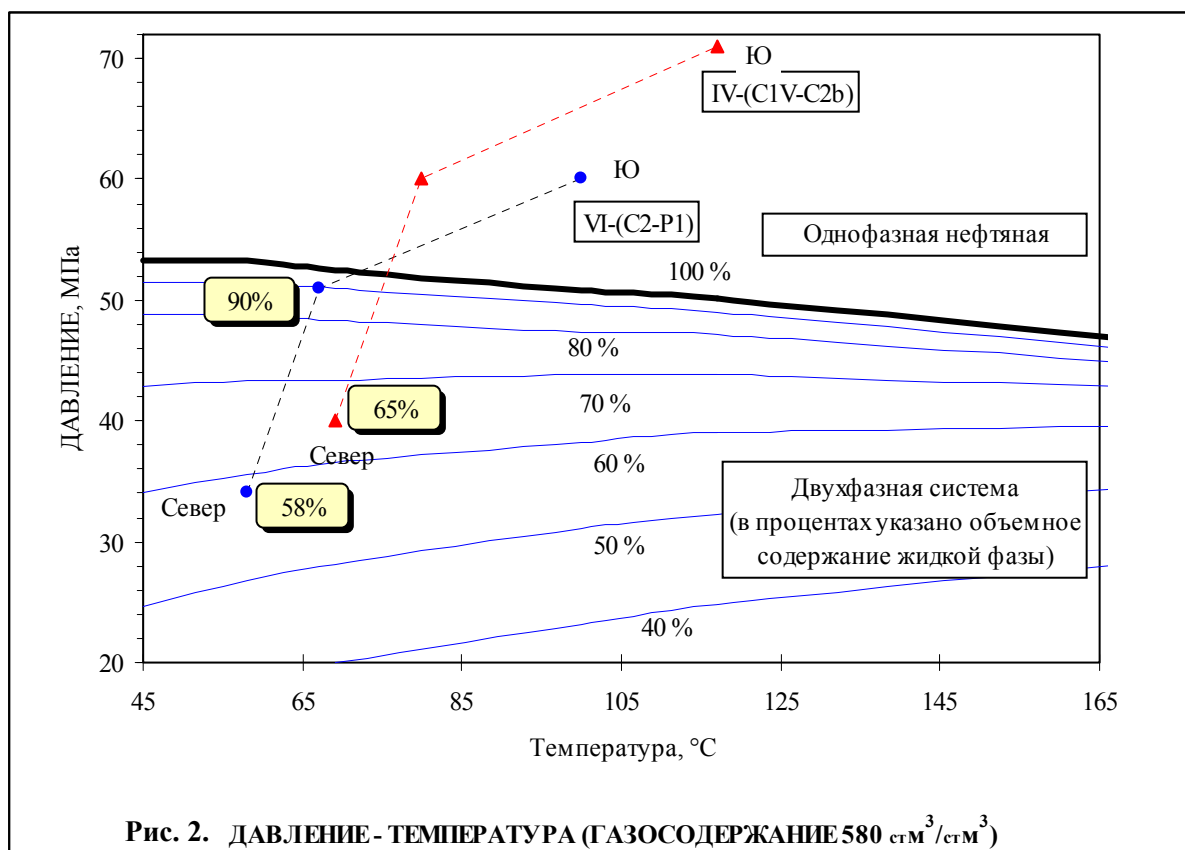
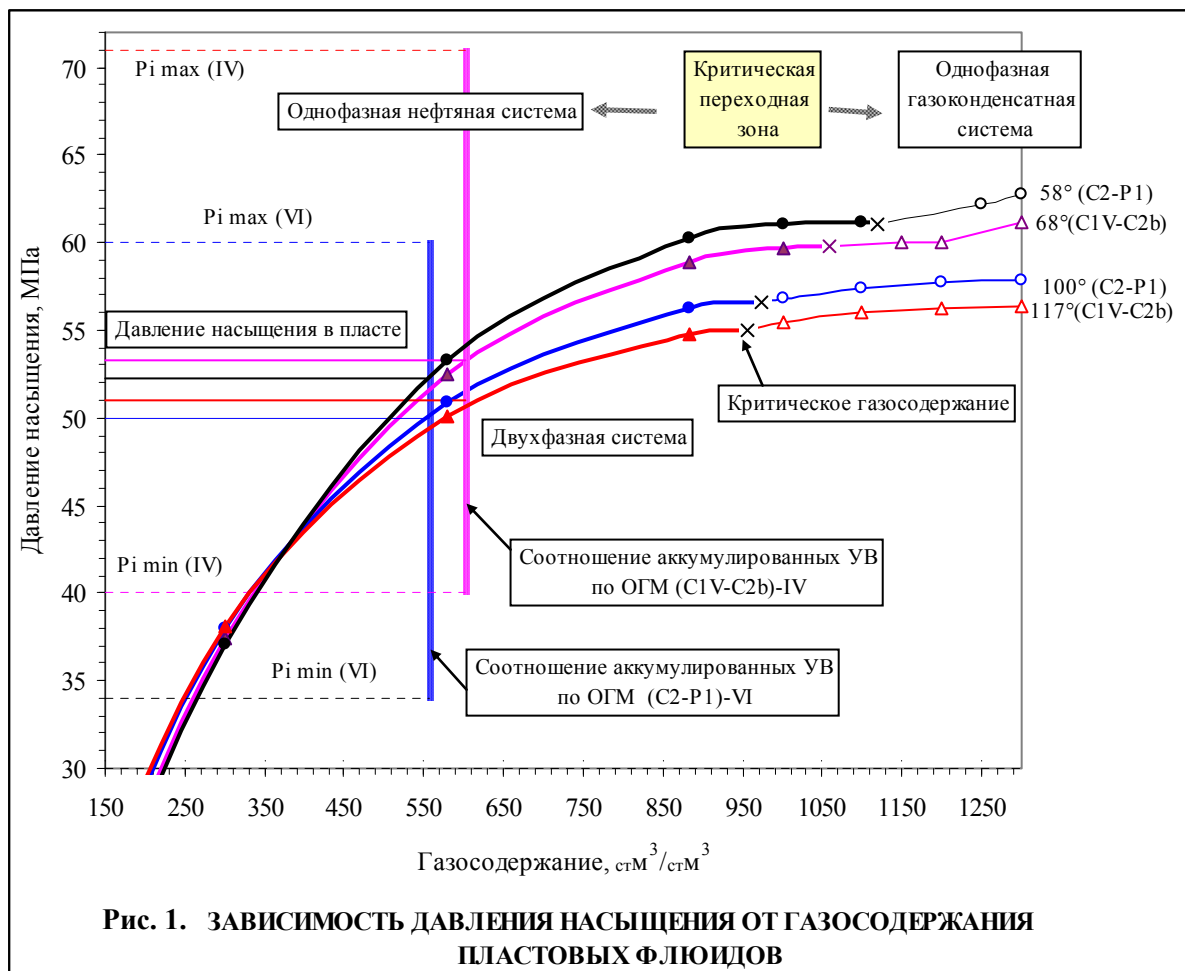
| Компонент | Нефть сепарации | | Газ сепарации | | Пластовая нефть | |
|----------------------------------|-----------------|--------|---------------|--------|-----------------|--------|
| | масс% | моль % | масс% | моль % | масс% | моль % |
| H ₂ | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| He | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| N ₂ | 0.00 | 0.00 | 1.11 | 0.92 | 0.59 | 0.83 |
| CO ₂ | 0.02 | 0.07 | 11.06 | 5.84 | 5.91 | 5.27 |
| H ₂ S | 0.03 | 0.14 | 5.15 | 3.51 | 2.76 | 3.18 |
| CH ₄ | 0.03 | 0.29 | 50.27 | 72.81 | 26.85 | 65.65 |
| C ₂ H ₆ | 0.02 | 0.10 | 10.34 | 7.99 | 5.53 | 7.21 |
| C ₃ H ₈ | 0.03 | 0.14 | 7.50 | 3.95 | 4.02 | 3.57 |
| i-C ₄ H ₁₀ | 0.01 | 0.03 | 4.63 | 1.85 | 2.47 | 1.67 |
| n-C ₄ H ₁₀ | 0.03 | 0.08 | 2.35 | 0.94 | 1.27 | 0.86 |
| i-C ₅ H ₁₂ | 0.24 | 0.60 | 2.02 | 0.65 | 1.19 | 0.65 |
| n-C ₅ H ₁₂ | 0.42 | 1.08 | 1.71 | 0.55 | 1.11 | 0.60 |
| Pseudo C ₆ | 1.72 | 4.00 | 1.74 | 0.50 | 1.73 | 0.85 |
| Pseudo C ₇ | 3.18 | 6.42 | 1.34 | 0.33 | 2.20 | 0.93 |
| Pseudo C ₈ | 3.60 | 6.35 | 0.46 | 0.10 | 1.93 | 0.72 |
| Pseudo C ₉ | 7.77 | 12.80 | 0.26 | 0.05 | 3.76 | 1.31 |
| Pseudo C ₁₀ | 6.60 | 9.42 | 0.06 | 0.01 | 3.11 | 0.94 |
| Pseudo C ₁₁ | 5.95 | 7.74 | 0.00 | 0.00 | 2.77 | 0.76 |
| Pseudo C ₁₂₊ | 70.36 | 50.74 | 0.00 | 0.00 | 32.79 | 5.01 |
| Суммарно | 100.00 | 100.00 | 100.00 | 100.00 | 100.00 | 100.00 |
| Мол./мас. доля | 0.4661 | 0.0988 | 0.5339 | 0.9012 | 1.0000 | 1.0000 |

| | | | |
|------------------------------------|---------------------------------|--------------------------------|-----------------|
| Газосодержание | 950.0 $\text{стМ}^3/\text{М}^3$ | 1171.4 $\text{стМ}^3/\text{Т}$ | Рсеп = 0.10 МПа |
| C ₅₊ на пластовый флюид | 825.2 | $\text{г}/\text{стМ}^3$ | Тсеп = 20.0°C |

| Компонент | Нефть сепарации | | Газ сепарации | | Пластовая нефть | |
|-------------------------|------------------------|------------------------|------------------------|------------------------|------------------------|------------------------|
| | Плотность | Молярная масса | Плотность | Молярная масса | Плотность | Молярная масса |
| | $\text{кг}/\text{М}^3$ | $\text{г}/\text{моль}$ | $\text{кг}/\text{М}^3$ | $\text{г}/\text{моль}$ | $\text{кг}/\text{М}^3$ | $\text{г}/\text{моль}$ |
| C ₅₊ | 811.8 | 186.3 | 656.4 | 80.50 | 796.7 | 168.6 |
| Pseudo C ₇₊ | 818.0 | 192.9 | 726.3 | 100.74 | 815.5 | 188.7 |
| Pseudo C ₆ | 619.2 | 79.5 | 655.3 | 80.70 | 638.1 | 80.2 |
| Pseudo C ₇ | 637.2 | 91.7 | 710.9 | 94.10 | 659.4 | 92.5 |
| Pseudo C ₈ | 650.7 | 105.0 | 745.4 | 107.80 | 661.5 | 105.3 |
| Pseudo C ₉ | 707.8 | 112.3 | 764.3 | 122.90 | 709.7 | 112.6 |
| Pseudo C ₁₀ | 744.0 | 129.8 | 777.7 | 138.30 | 744.3 | 129.9 |
| Pseudo C ₁₁ | 766.4 | 142.3 | | | 766.4 | 142.3 |
| Pseudo C ₁₂₊ | 868.5 | 256.6 | | | 868.5 | 256.6 |
| Флюид | 811.0 | 185.0 | 0.9779 | 23.23 | | 39.22 |

| | | | |
|---|---------------------|-------|-------------------------|
| Суммарное содержание C ₅₊ на | пластовый флюид | 825.2 | $\text{г}/\text{стМ}^3$ |
| | газ сепарации | 915.7 | $\text{г}/\text{стМ}^3$ |
| | сухой пластовый газ | 935.3 | $\text{г}/\text{стМ}^3$ |

КАРПЕНСКИЙ, ОСИНОВОГАЙСКИЙ И ДЕРГАЧЕВСКИЙ ЛИЦЕНЗИОННЫЕ УЧАСТКИ
 Внутренняя часть Прикаспийской впадины
 ПРОДУКТИВНЫЕ КОМПЛЕКСЫ: VI- (C₁V-C₂b); IV- (C₂-P₁)



По направлению к бортовой зоне Прикаспийской впадины в нефтяных залежах должны присутствовать газоконденсатные шапки с содержанием конденсата от 500 г/м^3 (средняя зона) до $250\text{-}300 \text{ г/м}^3$ (северная зона). Объемное содержание нефти в этих зонах оценивается на уровне 90% в средней зоне и 60-65% в южной. Возможность существования газовой фазы на рассматриваемых участках подтверждается газопроявлениями на Алтатинской структуре (табл. 2).

В I и II продуктивных комплексах все пластовые смеси должны находиться в однофазном состоянии. При этом, в отличие от вышележащих горизонтов, залежи в девонских и нижнекаменноугольных отложениях находятся в пределах критической переходной зоны (рис. 3), где свойства нефтяной и газоконденсатной систем сближаются. В этих условиях критерием идентификации фазового состояния пластовых флюидов является критическое газосодержание [1]. В том случае, если пластовое газосодержание (соотношение аккумулированных УВ) выше критического уровня, то система определяется как газоконденсатная, а если ниже то, как нефтяная. На основании этого принципа в I и II продуктивных комплексах в наиболее погруженной зоне должны существовать газоконденсатные системы с содержанием конденсата до 850 г/м^3 . По мере уменьшения глубины, в направлении к бортовой зоне, газоконденсатные залежи должны сменяться нефтяными - с газосодержанием до $1170 \text{ м}^3/\text{т}$. Возможность присутствия газоконденсатных и нефтяных систем I и II продуктивных комплексах подтверждается притоками пластовых флюидов из девонских отложений Карачаганакского месторождения (табл. 2).

На основе расчетов фазовых равновесий для всех описанных систем были оценены следующие прогнозные параметры пластовых и сепарированных флюидов по формам таблиц рекомендованных инструкцией ГКЗ [2]:

Табл. 5. Свойства пластовой нефти (при начальных пластовых условиях);

Табл. 6. Свойства сепарированной нефти (при $P=0.1 \text{ МПа}$ и $T=20.0 \text{ }^\circ\text{C}$);

Табл. 7. Состав газа, растворенного в нефти (при $P=0.1 \text{ МПа}$ и $T=20.0 \text{ }^\circ\text{C}$);

Табл. 8. Свойства пластового газа (при начальных пластовых условиях);

Табл. 9. Состав пластового газа (при начальных пластовых условиях);

Табл. 10. Свойства стабильного конденсата (при $P=0.1 \text{ МПа}$ и $T=20.0 \text{ }^\circ\text{C}$);

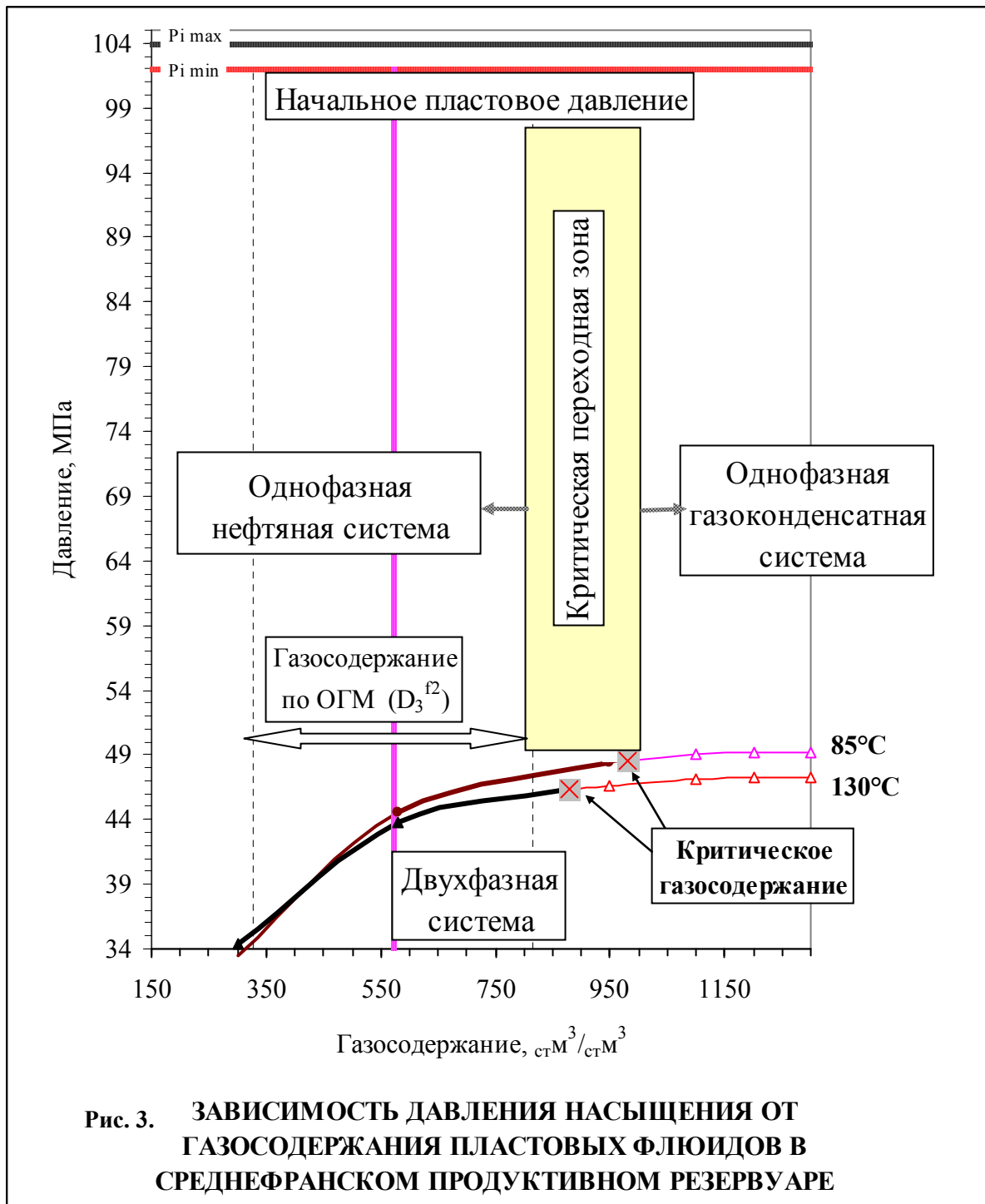


Рис. 3. ЗАВИСИМОСТЬ ДАВЛЕНИЯ НАСЫЩЕНИЯ ОТ ГАЗСОДЕРЖАНИЯ ПЛАСТОВЫХ ФЛЮИДОВ В СРЕДНЕФРАНСКОМ ПРОДУКТИВНОМ РЕЗЕРВУАРЕ

Табл. 5

КАРПЕНСКИЙ, ОСИНОВОГАЙСКИЙ И ДЕРГАЧЕВСКИЙ ЛИЦЕНЗИОННЫЕ УЧАСТКИ
Внутренняя часть Прикаспийской впадины

ПРОГНОЗНЫЕ ПАРАМЕТРЫ НА ОСНОВЕ РАСЧЕТА ФАЗОВОГО СОСТОЯНИЯ ПЛАСТОВЫХ ФЛЮИДОВ

СВОЙСТВА ПЛАСТОВОЙ НЕФТИ (при начальных пластовых условиях)

| Продуктивный комплекс | Продуктивные пласты | Зона* | Тип залежи | Средняя глубина ловушки | Часть залежи | Объем нефти в залежи | Пластовое давление | Пластовая температура | Давление начала кипения | Газосодержание | Плотность в пластовых условиях | Объемный коэффициент | Динамическая вязкость в пластовых условиях | Коэффициент сжимаемости от P_i до P_b | Коеф. извлечения нефти |
|-----------------------|---|-------|------------|-------------------------|--------------|----------------------|--------------------|-----------------------|-------------------------|----------------------|--------------------------------|----------------------|--|---|------------------------|
| | | | | | | | | | | | | | | | |
| | | | | м | | % | МПа | °С | МПа | ст.м ³ /т | кг/м ³ | | мПа·с | 1/МПа | |
| VI | C ₂ -P ₁ | C | НГК | 3000 | Н | 58 | 34 | 58 | 34.00 | 325 | 651 | 1.65 | 0.71 | 23.6E-4 | 0.4 |
| | | Ср | НГК | 4500 | Н | 90 | 51 | 67 | 51.00 | 642 | 579 | 2.24 | 0.43 | 27.4E-4 | 0.4 |
| | | Ю | Н | 5300 | | 100 | 60 | 100 | 50.88 | 679 | 555 | 2.42 | 0.36 | 29.5E-4 | 0.4 |
| IV | C ₁ ^V -C ₂ ^b | C | НГК | 3440 | Н | 65 | 40 | 69 | 40.00 | 400 | 625 | 1.81 | 0.58 | 25.8E-4 | 0.4 |
| | | Ср | Н | 5065 | | 100 | 60 | 80 | 51.83 | 737 | 570 | 2.36 | 0.41 | 26.2E-4 | 0.4 |
| | | Ю | Н | 6040 | | 100 | 71 | 117 | 50.13 | 737 | 560 | 2.4 | 0.38 | 26.1E-4 | 0.4 |
| II | D ₃ ^{fm} -C ₁ ^t | C | Н | 3840 | | 100 | 49 | 77 | 48.68 | 1170 | 496 | 3.46 | 0.26 | 41.9E-4 | 0.4 |
| | | Ср | Н | 5310 | | 100 | 68 | 86 | 48.39 | 1170 | 523 | 3.29 | 0.31 | 28.8E-4 | 0.4 |
| I | D ₃ -D ₂ | C | Н | 4240 | | 100 | 58 | 85 | 48.39 | 1170 | 507 | 3.39 | 0.28 | 35.4E-4 | 0.4 |

Табл. 6

СВОЙСТВА СЕПАРИРОВАННОЙ НЕФТИ (при P=0.1 МПа и T=20.0 °С)

| Продуктивный комплекс | Продуктивные пласты | Зона* | Тип залежи | Плотность дегазир. нефти | Кинематическая вязкость | Температура застывания | Температура начала кипения | Содержание светлых фракций при температуре, °С | | | Асфальтены | Смолы силикагелевые | Парафины | Сера |
|-----------------------|---|-------|------------|--------------------------|-------------------------|------------------------|----------------------------|--|-----|-----|------------|---------------------|----------|------|
| | | | | | | | | 100 | 200 | 300 | | | | |
| | | | | 20°С | 20°С | | | об% | | | масс% | | | |
| | | | | кг/м ³ | мм ² /с | °С | °С | | | | | | | |
| VI | C ₂ -P ₁ | C | НГК | 823 | 6.00 | 1 | 70 | 5 | 25 | 50 | 0.05 | 5.00 | 3.50 | 0.45 |
| | | Ср | НГК | 819 | 3.58 | -12 | 65 | 6 | 38 | 62 | 0.01 | 2.43 | 2.30 | 0.40 |
| | | Ю | Н | 818 | 3.58 | -12 | 65 | 6 | 38 | 62 | 0.01 | 2.43 | 2.30 | 0.40 |
| IV | C ₁ ^V -C ₂ ^b | C | НГК | 823 | 6.00 | 1 | 70 | 5 | 25 | 50 | 0.05 | 5.00 | 3.50 | 0.45 |
| | | Ср | Н | 818 | 3.58 | -12 | 65 | 6 | 38 | 62 | 0.01 | 2.43 | 2.30 | 0.40 |
| | | Ю | Н | 818 | 3.58 | -12 | 65 | 6 | 38 | 62 | 0.01 | 2.43 | 2.30 | 0.40 |
| II | D ₃ ^{fm} -C ₁ ^t | C | Н | 811 | 3.00 | -20 | 60 | 8 | 40 | 65 | 0 | 1.50 | 2.00 | 0.35 |
| | | Ср | Н | 811 | 3.00 | -20 | 60 | 8 | 40 | 65 | 0 | 1.50 | 2.00 | 0.35 |
| I | D ₃ -D ₂ | C | Н | 811 | 3.00 | -20 | 60 | 8 | 40 | 65 | 0 | 1.50 | 2.00 | 0.35 |

* С - Северная, Ср - Средняя, Ю - Южная

Табл. 7

КАРПЕНСКИЙ, ОСИНОВОГАЙСКИЙ И ДЕРГАЧЕВСКИЙ ЛИЦЕНЗИОННЫЕ УЧАСТКИ
Внутренняя часть Прикаспийской впадины

ПРОГНОЗНЫЕ ПАРАМЕТРЫ НА ОСНОВЕ РАСЧЕТА ФАЗОВОГО СОСТОЯНИЯ ПЛАСТОВЫХ ФЛЮИДОВ

СОСТАВ ГАЗА, РАСТВОРЕННОГО В НЕФТИ (при P=0.1 МПа и T=20.0 °C)

| Продуктивный комплекс | Продуктивные пласты | Зона* | Тип залежи | Абсолютная плотность газа | Относительная плотность газа | N ₂ | CO ₂ | H ₂ S | C ₁ | C ₂ | C ₃ | i-C ₄ | n-C ₄ | C ₅₊ | Плотность C ₅₊ | Молярная масса C ₅₊ | Содержание C ₅₊ |
|-----------------------|---|-------|------------|---------------------------|------------------------------|----------------|-----------------|------------------|----------------|----------------|----------------|------------------|------------------|-----------------|---------------------------|--------------------------------|----------------------------|
| | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| VI | C ₂ -P ₁ | С | НГК | 0.940 | 0.780 | 0.84 | 7.34 | 5.09 | 72.31 | 8.31 | 3.25 | 0.36 | 0.68 | 1.82 | 655 | 82 | 62 |
| | | | Ср | 0.914 | 0.759 | 1.05 | 6.62 | 3.75 | 75.05 | 7.99 | 2.86 | 0.35 | 0.58 | 1.75 | 658 | 83 | 61 |
| | | | Ю | 0.912 | 0.757 | 1.07 | 6.54 | 3.62 | 75.27 | 7.98 | 2.83 | 0.35 | 0.57 | 1.77 | 659 | 84 | 62 |
| IV | C ₁ ^v -C ₂ ^b | С | НГК | 0.929 | 0.771 | 0.91 | 7.05 | 4.58 | 73.4 | 8.19 | 3.1 | 0.36 | 0.64 | 1.77 | 656 | 82 | 61 |
| | | | Ср | 0.912 | 0.757 | 1.07 | 6.54 | 3.62 | 75.27 | 7.98 | 2.83 | 0.35 | 0.57 | 1.77 | 659 | 84 | 62 |
| | | | Ю | 0.912 | 0.757 | 1.07 | 6.54 | 3.62 | 75.27 | 7.98 | 2.83 | 0.35 | 0.57 | 1.77 | 659 | 84 | 62 |
| II | D ₃ ^{fm} -C ₁ ^t | С | Н | 0.955 | 0.793 | 0.92 | 5.85 | 3.51 | 72.9 | 7.99 | 3.94 | 1.84 | 0.94 | 2.11 | 641 | 81 | 71 |
| | | | Ср | 0.955 | 0.793 | 0.92 | 5.85 | 3.51 | 72.9 | 7.99 | 3.94 | 1.84 | 0.94 | 2.11 | 641 | 81 | 71 |
| I | D ₃ -D ₂ | С | Н | 0.955 | 0.793 | 0.92 | 5.85 | 3.51 | 72.9 | 7.99 | 3.94 | 1.84 | 0.94 | 2.11 | 641 | 81 | 71 |

* С - Северная, Ср - Средняя, Ю - Южная

КАРПЕНСКИЙ, ОСИНОВОГАЙСКИЙ И ДЕРГАЧЕВСКИЙ ЛИЦЕНЗИОННЫЕ УЧАСТКИ

Внутренняя часть Прикаспийской впадины

ПРОГНОЗНЫЕ ПАРАМЕТРЫ НА ОСНОВЕ РАСЧЕТА ФАЗОВОГО СОСТОЯНИЯ ПЛАСТОВЫХ ФЛЮИДОВ

СВОЙСТВА ПЛАСТОВОГО ГАЗА (ГАЗОКОНДЕНСАТА) при начальных пластовых условиях

| Продуктивный комплекс | Продуктивные пласты | Зона | Средняя глубина | Тип залежи | Часть залежи | Объем газоконденсатной системы в залежи | Пластовое давление | Пластовая температура | Давление начала конденсации | Давление максимальной конденсации | Коэффициент сверхсжимаемости | Поправка на отклонение от z-на Бойля-Мариотта | Поправка на температуру | Объемный коэффициент газа | Динамическая вязкость в пластовых условиях | Плотность в пластовых условиях | Содержание C ₅₊ на пластовый газ | Коэффициент конденсатоотдачи (C ₅₊) |
|-----------------------|---|----------|-----------------|------------|--------------|---|--------------------|-----------------------|-----------------------------|-----------------------------------|------------------------------|---|-------------------------|---------------------------|--|--------------------------------|---|---|
| | | | | | | P _i | | | Pd | Pm | Z | | | | | | LGR | 0.1 МПа |
| | | | м | | | % | МПа | °С | МПа | МПа | | | | | мПа·с | кг/м ³ | г/см ³ | |
| VI | C ₂ -P ₁ | Северная | 3000 | НГК | ГК шапка | 42 | 34 | 58 | 34 | 13 | 0.946 | 1.057 | 0.885 | 0.0032 | 0.04 | 330 | 236 | 0.51 |
| | | Средняя | 4500 | НГК | ГК шапка | 10 | 51 | 67 | 51 | 20 | 1.283 | 0.779 | 0.862 | 0.0030 | 0.07 | 441 | 518 | 0.28 |
| IV | C ₁ ^v -C ₂ ^b | Северная | 3440 | НГК | ГК шапка | 35 | 40 | 69 | 40 | 15 | 1.047 | 0.955 | 0.857 | 0.0031 | 0.05 | 359 | 307 | 0.48 |
| II | D ₃ ^{fm} -C ₁ ^t | Южная | 6300 | ГК | | 100 | 80 | 121 | 47 | 46.18 | 1.872 | 0.534 | 0.744 | 0.0032 | 0.10 | 516 | 825 | 0.32 |
| I | D ₃ -D ₂ | Средняя | 5710 | ГК | | 100 | 78 | 94 | 47.9 | 47.08 | 1.902 | 0.526 | 0.798 | 0.0031 | 0.11 | 531 | 825 | 0.26 |
| | | Южная | 6700 | ГК | | 100 | 92 | 130 | 46.7 | 45.82 | 2.064 | 0.484 | 0.727 | 0.0031 | 0.107 | 526 | 825 | 0.36 |

Табл. 9

СОСТАВ ПЛАСТОВОГО ГАЗА (ГАЗОКОНДЕНСАТА) при начальных пластовых условиях

| Продуктивный комплекс | Продуктивные пласты | Зона | Тип залежи | N ₂ | CO ₂ | H ₂ S | C ₁ | C ₂ | C ₃ | i-C ₄ | n-C ₄ | C ₅₊ | Плотность C ₅₊ | Молярная масса C ₅₊ | Содержание C ₅₊ на пластовый газ |
|-----------------------|---|----------|------------|----------------|-----------------|------------------|----------------|----------------|----------------|------------------|------------------|-----------------|---------------------------|--------------------------------|---|
| | | | | мол% | мол% | мол% | мол% | мол% | мол% | мол% | мол% | мол% | мол% | кг/м ³ | г/моль |
| VI | C ₂ -P ₁ | Северная | НГК | 1.21 | 5.76 | 2.44 | 75.08 | 7.49 | 2.44 | 0.32 | 0.48 | 4.78 | 731.7 | 118.8 | 236 |
| | | Средняя | НГК | 1.13 | 5.65 | 2.59 | 71.69 | 7.36 | 2.47 | 0.33 | 0.5 | 8.28 | 775.8 | 150.3 | 518 |
| IV | C ₁ ^v -C ₂ ^b | Северная | НГК | 1.19 | 5.75 | 2.48 | 74.14 | 7.43 | 2.45 | 0.32 | 0.48 | 5.76 | 746.3 | 128 | 307 |
| II | D ₃ ^{fm} -C ₁ ^t | Южная | ГК | 0.83 | 5.27 | 3.18 | 65.65 | 7.21 | 3.57 | 1.67 | 0.86 | 11.76 | 796.7 | 168.6 | 825 |
| I | D ₃ -D ₂ | Средняя | ГК | 0.83 | 5.27 | 3.18 | 65.65 | 7.21 | 3.57 | 1.67 | 0.86 | 11.76 | 796.7 | 168.6 | 825 |
| | | Южная | ГК | 0.83 | 5.27 | 3.18 | 65.65 | 7.21 | 3.57 | 1.67 | 0.86 | 11.76 | 796.7 | 168.6 | 825 |

Табл. 10

СВОЙСТВА СТАБИЛЬНОГО КОНДЕНСАТА (при P=0.1 МПа и T=20.0 °C)

| Продуктивный комплекс | Продуктивные пласты | Зона | Тип залежи | Плотность стабильного конденсата | Кинематическая вязкость | Температура застывания | Температура начала кипения | Содержание светлых фракций при температуре, °C | | | Асфальтены | Смолы силикагелевые | Парафины | Сера | Групповой состав | | |
|-----------------------|---|----------|------------|----------------------------------|-------------------------|------------------------|----------------------------|--|-----|-----|------------|---------------------|----------|------------------|------------------|---------|-------|
| | | | | | | | | 100 | 200 | 300 | | | | | Алканы | Цикланы | Арены |
| | | | | | | | | об% | | | | | | | | | |
| | | | | 20°C | 20°C | | | 100 | 200 | 300 | | | | фракция НК-200°C | | | |
| | | | | кг/м ³ | мм ² /с | °C | °C | об% | | | масс% | | | масс% | | | |
| VI | C ₂ -P ₁ | Северная | НГК | 745 | 1.6 | <-21 | 52 | 13 | 50 | 76 | 0.00 | 1.56 | 1.30 | 0.17 | 60 | 27 | 13 |
| | | Средняя | НГК | 790 | 1.82 | <-21 | 57 | 10 | 48 | 74 | 0.00 | 1.89 | 1.40 | 0.32 | 58 | 28 | 14 |
| IV | C ₁ ^v -C ₂ ^b | Северная | НГК | 750 | 1.7 | <-21 | 53 | 12 | 49 | 75 | 0.00 | 1.6 | 1.35 | 0.20 | 59 | 28 | 13 |
| II | D ₃ ^{fm} -C ₁ ^t | Южная | ГК | 811 | 3.00 | -20 | 60 | 8 | 40 | 65 | 0 | 1.50 | 2.00 | 0.35 | 48 | 39 | 13 |
| I | D ₃ -D ₂ | Средняя | ГК | 811 | 3.00 | -20 | 60 | 8 | 40 | 65 | 0 | 1.50 | 2.00 | 0.35 | 48 | 39 | 13 |
| | | Южная | ГК | 811 | 3.00 | -20 | 60 | 8 | 40 | 65 | 0 | 1.50 | 2.00 | 0.35 | 48 | 39 | 13 |

9.7. Оценка характера флюидальных систем в подсолевых отложениях в скв.

П-1 Черная Падина

В разрезе скважины П-1 Чёрная Падина по керну и по данным ГИС установлено наличие коллекторов в низах соленосной толщи кунгура (инт. 3819-3830,2м; 4085-4099м) и в рифогенных карбонатных породах среднефранского подъяруса (инт. 5856-5873 м). В добавление к этому, в нижнебашкирско-серпуховских и в фаменско-верхнефранских отложениях имеются маломощные песчаные прослои. Результаты опробования, исследования состава газа и гидродинамических исследований скважины представлены в табл. 11, 12.

В низах соленосной толщи по материалам ГИС в интервалах 3819-3824м и 3828-3830м выделяется карбонатные коллектора, имеющие пористость 8,4-22,0%. При опробовании пластоиспытателем на трубах (ИПТ) из этих интервалов притока УВ флюидов не установлено. При испытании нижележащих нижнепермско-каменноугольных слабопроницаемых пластов в пределах интервалов 4085-4099м; 4426-4507м; 4515-4587м зафиксированы небольшие газопроявления. Судя по анализу газа из интервала 4515-4587 м, полученный флюид представлен газообразными УВ до C₇ включительно (табл. 11, 12).

Результаты опробования и гидродинамических исследований скв. №1 Черная Падина

| | | Интервал испытания, м | Кп и Кпр | Продукция | Состав газа, мол% | |
|-------------------------|------------------------|------------------------------------|------------------------------------|-----------|--|--|
| Пермская система | нижний | 3800 | ИПТ | сухо | | |
| | | 3900 | | | | |
| | | 4000 | | | | |
| | | 4100 | | | | |
| | | 4200 | | | | |
| | средний С ₃ | ар ₂ -к ф | 4400 | ИПТ | газопроявление | C ₁ =C ₂₊ =CO ₂ =N ₂ = |
| | | С ₃ -аб-ар ₁ | 4500 | | | |
| | | 4600 | | | | |
| | | 4426-4507 при бурении | сухо | | | |
| | | 4515-4587 ИПТ | газопроявление | | | |
| Каменноугольная система | средний | 5580 | ИПТ | сухо | | |
| | | 5600 | | | | |
| | нижний | b-v3al | 5620 | ИПТ | газопроявление | C ₁ =97,27 C ₂₊ =1,59 CO ₂ =0,59 N ₂ =0,55 |
| | | tl-v1 | 5640 | | | |
| | | | 5660 | | | |
| | | | 5680 | | | |
| | | | 5700 | | | |
| | | | 5720 | | | |
| | | | 5740 | | | |
| | | Девонская | верхний | | | |
| fm1-f3 | 5780 | | | | | |
| | 5800 | | | | | |
| | 5820 | | | | | |
| средний | f2sm-f2sr | | 5855-5865 при бурении и перфорация | ИПТ | Q _г =1634-5084 м ³ /сут Q _в =168-288 м ³ /сут | |
| | gv | | 5880 | | | |
| | | | 5860 | | | |
| | | | 5820 при бурении | | | газопроявление |

| Условные обозначения | |
|----------------------|---------------|
| | - Ангидрит |
| | - Известняк |
| | - Песчаник |
| | - Глина |
| | - Соли |
| | - Аргиллит |
| | - Доломит |
| | - ИПТ |
| | - при бурении |
| | - перфорация |

Табл. 12.

Состав газа (мол. %), полученный при бурении и испытании скв. 1 Черная Падина

| Организация | ДООО Волгог. НИПИ нефть" | НВНИИГТ | ДООО "Волгоград НИПИнефть" | | НВНИИГТ | | ДООО Волгог. НИПИ нефть" | НВНИИГТ | | ДООО "Волгоград НИПИнефть" | |
|---|-----------------------------------|------------------------|-------------------------------|-----------|-------------------|-------|-----------------------------------|------------|--------------|----------------------------------|-------|
| Дата отбора | | 24.06.99 | 26.04.00 | 0.3.11.99 | 17.02.00 | | 29.03.00 | | | | |
| Глубина, м | 4515-4587 | 5597-5600 | 5779-5809 | 5820 | 5855-5865 | | | | | | |
| Возраст | $P_1^a - C_2^{m_2}$ | $C_1 V_3^{al} - C_2^t$ | $D_3 f_3 - fm_1$ | | $D_3 f_2^{sr-sm}$ | | | | | | |
| | бурение | бурение | перфорация | | бурение | | | перфорация | | | |
| Компонент | ИПТ | | сепаратор | устье | | | | сепаратор | | | |
| H ₂ | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.57 | 0.00 | 0.00 | 0.25 | 0.26 | 0.25 | 0.00 |
| He | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| N ₂ | 2.00 | 0.55 | 0.17 | 0.30 | 8.90 | 0.72 | 0.62 | 0.15 | 0.16 | 0.72 | 0.71 |
| CO ₂ | 0.01 | 0.59 | 0.16 | 0.21 | 1.43 | 4.51 | 2.64 | 5.91 | 5.58 | 6.19 | 7.47 |
| H ₂ S | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| CH ₄ | 87.44 | 97.27 | 95.32 | 64.44 | 88.52 | 94.12 | 96.01 | 92.86 | 93.19 | 91.98 | 91.31 |
| C ₂ H ₆ | 5.99 | 0.62 | 3.43 | 25.17 | 0.51 | 0.55 | 0.58 | 0.69 | 0.66 | 0.69 | 0.47 |
| C ₃ H ₈ | 2.83 | 0.59 | 0.50 | 6.27 | 0.06 | 0.07 | 0.05 | 0.11 | 0.12 | 0.13 | 0.04 |
| i-C ₄ H ₁₀ | 0.33 | 0.11 | 0.12 | 1.31 | 0.01 | 0.01 | 0.01 | 0.01 | 0.01 | 0.02 | 0.00 |
| n-C ₄ H ₁₀ | 0.85 | 0.23 | 0.20 | 0.74 | 0.00 | 0.01 | 0.01 | 0.02 | 0.02 | 0.02 | 0.00 |
| i-C ₅ H ₁₂ | 0.22 | 0.04 | 0.06 | 0.64 | 0.00 | 0.00 | 0.01 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| n-C ₅ H ₁₂ | 0.17 | 0.00 | 0.03 | 0.31 | 0.00 | 0.00 | 0.01 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| Гексаны | 0.11 | 0.00 | 0.01 | 0.41 | 0.00 | 0.01 | 0.01 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| C ₇₊ | 0.06 | 0.00 | 0.00 | 0.20 | 0.00 | 0.00 | 0.05 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| Сумма | 100 | 100 | 100 | 100 | 100 | 100 | 100 | 100 | 100 | 100 | 100 |
| Молярная масса, г/мол | 18.85 | 16.69 | 16.96 | 23.47 | 117.52 | 17.50 | 17.06 | 17.82 | 17.72 | 17.98 | 18.34 |
| Плотность, кг/м ³ | 0.784 | 0.696 | 0.705 | 0.976 | 0.730 | 0.729 | 0.709 | 0.743 | 0.739 | 0.749 | 0.763 |
| УВ/N ₂ | 49 | 180 | 586 | 332 | 10 | 132 | 156 | 625 | 588 | 129 | 129 |
| CH ₄ /C ₂ H ₆ ^{6+высш.} | 8 | 61 | 22 | 2 | 153 | 145 | 132 | 112 | 115 | 107 | 179 |
| CH ₄ /C ₃ H ₈ ^{8+высш.} | 19 | 100 | 104 | 7 | 1265 | 941 | 640 | 663 | 621 | 541 | 2283 |
| C ₂ -C ₄ | 10.00 | 1.55 | 4.25 | 33.49 | 0.58 | 0.64 | 0.65 | 0.83 | 0.81 | 0.86 | 0.51 |

Табл. 13.

Сопоставление значений критериев оценки продуктивных и обводненных объектов по составу водорастворенного газа (А.С. Зингер и др., 1981) с составом газов (мол. %), полученных при бурении и испытании скв. 1 Черная Падина

| Критерии по составу водорастворенного газа | Структуры | | | Скв. 1, Черная Падина | | | |
|---|-------------|----------------------|--|-----------------------|--------|-------------|-------------|
| | обводненные | с нефтяными залежами | с газовыми и газоконденсатным и залежами | 5855-5865 м | 5820 м | 5779-5809 м | 5597-5600 м |
| УВ/N ₂ | <12 | <12 | >12 | 62 - 625 | 10 | 332 - 586 | 180 |
| CH ₄ /C ₂ H ₆ ^{6+высш.} | >35 | <35 | >12 | 106 - 179 | 153 | 2 - 22 | 61 |
| C ₁ | 28 - 89 | 28 - 86 | 70 - 98 | 91 - 96 | 89 | 64 - 95 | 97 |
| C ₂ -C ₄ | 0 - 3.0 | 1.3 - 19.5 | 0.1 - 4.5 | 0.5 - 0.9 | 0.6 | 4 - 33 | 1.6 |
| C ₅₊ | | 0.1 - 3.2 | 0 - 0.06 | 0.01 - 0.09 | 0 | 0.04 - 0.92 | 0.04 |
| N ₂ | 7.4 - 65.4 | 9 - 51 | 0.2 - 10 | 0.15 - 0.72 | 8.9 | 0.17 - .30 | 0.6 |
| CO ₂ | 0 - 5.4 | 0.3 - 2.1 | 0.1 - 32 | 1.43 - 7.47 | 1.43 | 0.16 - 0.21 | 0 |
| H ₂ | 0 - 1.7 | 0 | 0 - 22 | 0 - 0.26 | 0 | 0 | 0 |

В нижнебашкирско-серпуховских отложениях при бурении из песчаного пласта (интервал 5597-5600 м) получено газопроявление при сепарации глинистого раствора (табл. 11, 12).

В фаменско-верхнефранских отложениях при исследовании песчаных пропластов в пределах суммарной перфорации интервалов 5779-5784, 5789-5794 и 5803-5809 м получен безводный приток углеводородного газа дебитом 1500 м³/сут, через 2 мм штуцер (табл. 11, 12). По результатам гидродинамических исследований установлено, что объект содержит коллектор с низкими продуктивными и фильтрационными параметрами (прилож. 1). Из нижней части этой толщи в процессе бурения с глубины 5820 м получено газопроявление при сепарации глинистого раствора (табл. 11, 12).

Наибольший интерес представляют рифогенные карбонатные отложения среднефранского подъяруса, при вскрытии которых наблюдались активные газопроявления, сопровождающиеся переливом бурового раствора при плотности 1,96 г/см³ дебитом до 30 м³/сут. По материалам ГИС карбонатный коллектор выделяется в интервале 5856-5873 м и имеет среднюю пористость по акустическому каротажу (АК) 7,6% и по нейтрон-нейтронному каротажу (ННК) 9,2%. Коллектор по характеру пустотного пространства относится к трещинно-поровому с высокой кавернозностью. Открытая пористость коллекторов, определённая по 10-ти образцам керна, колеблется от 6,71% до 8,71% и составляет в среднем 7,83%. При средней остаточной водонасыщенности 28,4% средняя эффективная пористость равна 6,38%. Средняя проницаемость по керну составляет 0,85 мД при колебаниях в пределах 0,1-3,9 мД. Ёмкость коллекторов, в основном, обусловлена матричной пористостью и объёмом многочисленных каверн. Фильтрационные свойства обязаны как матричной проницаемости, так и трещинной составляющей. Выделенный по материалам ГИС пласт-коллектор (5856-5873 м) имеет среднее сопротивление по боковому каротажу (БК) 8,5 омм и эффективную толщину 17 м. В результате перфорации и испытания интервала 5856-5865 (5855-5859; 5862-5865) м через сепаратор получен приток углеводородного газа и пластовой воды (прил. 2-3). Дебит газа на 4^х- и 6^{ти} мм штуцерах колебался от 1634 до 5084 м³/сут (табл. 14), при газосодержании от 9,7 до 17,7 м³/м³.

**Результаты исследования объекта перфорации
в скв. 1 Черная Падина в интервале 5856-5873 м через сепаратор**

| Диаметр штуцера | Дебит воды | Дебит газа | Газосодержание |
|--------------------|---------------------|---------------------|--------------------------------|
| мм | м ³ /сут | м ³ /сут | м ³ /м ³ |
| 4 | 168 | 1634 | 9,7 |
| 6 | 192 | 2347 | 12,2 |
| 6 | 211 | 2579 | 12,2 |
| 4 | 288 | 5084 | 17,7 |
| Условно среднее | 215 | 2911 | 13,0 |

Пластовая вода (табл. 15) по классификации Сулина относится к слабым рассолам хлоркальциевого типа и характеризуется минерализацией от 134,5 до 142,2 г/л и плотностью 1096-1101 кг/м³. Она характеризуется высокой степенью метаморфизации ($Na/Cl = 0,49-0,57$; $Cl-Na/Mg = 3,1-8,4$, низкой сульфатностью ($SO_4 \cdot 100/Cl = 0,01-0,03$, высоким содержанием ионов кальция (14,52-22,39%-экв.), а также микрокомпонентов ($Br = 678$ мг/л, $J = 26,9$ мг/л).

По заключению ДОО «ВолгоградНИПИнефть» по минерализации, водородному показателю рН, по соотношению основных компонентов солевого состава, а также по содержанию йода и брома проанализированная проба воды соответствует по региональным материалам пластовым водам верхнего девона.

Таблица 15.

**Результаты анализа воды, полученной в сепараторе
в скв. 1 Черная Падина (интервал 5856-5873 м)**

| Содержание ионов | ОАО "Саратовнефтегаз"НС | | | ДООО "ВолгоградНИПИнефть" | | |
|------------------|-------------------------|----------|--------|---------------------------|----------|--------|
| | мг/л | мг-экв/л | %-экв. | мг/л | мг-экв/л | %-экв. |
| Cl | 83753,10 | 2361,84 | 49,81 | 88625,00 | 2500,00 | 49,75 |
| SO ₄ | 13,16 | 0,27 | 0,01 | 37,86 | 0,79 | 0,01 |
| HCO ₃ | 512,40 | 8,4 | 0,18 | 732,21 | 12,00 | 0,21 |
| Ca | 13794,93 | 688,37 | 14,52 | 22545,00 | 1125,00 | 22,39 |
| Mg | 3965,01 | 326,07 | 6,88 | 1822,80 | 150,00 | 2,98 |
| Na+K | 32545,68 | 1356,07 | 28,60 | 28469,17 | 1237,79 | 24,63 |
| J | | | | 26,90 | | |
| Br | | | | 678,00 | | |
| Минерализация | 134584,28 | 4741,02 | 100,00 | 142232,04 | 5025,58 | 100,00 |
| Общая жесткость | | 1014,44 | | | | |

| Параметры Пальмера | ОАО "Саратовнефтегаз"НС | | | | ДООО "ВолгоградНИПИнефть" | | | |
|------------------------|-------------------------|--------------------|-------------------|-----------------|---------------------------|--------------------|-----------------------|-----------------|
| | S ₁ | S ₂ | A ₁ | A ₂ | S ₁ | S ₂ | A ₁ | A ₂ |
| | 57,18 | 42,46 | 0,00 | 0,36 | 49,26 | 50,26 | 0,00 | 0,48 |
| Коэффициенты по Сулину | $\frac{Na+K}{Cl}$ | $\frac{Cl-Na}{Mg}$ | $\frac{SO_4}{Cl}$ | $\frac{Ca}{Mg}$ | $\frac{Na+K}{Cl}$ | $\frac{Cl-Na}{Mg}$ | $\frac{SO_4*100}{Cl}$ | $\frac{Ca}{Mg}$ |
| | 0.57 | 3.08 | 0.01 | 2.11 | 0.49 | 8.41 | 0,03 | 7.5 |

Вместе с тем в составе пластовой воды не исключается наличие примеси техногенной воды. Значения газосодержания пластовой воды, полученные при исследовании интервала 5856-5865 м, значительно превышают региональный фон, характерный для девонских и каменноугольных отложений бортовой зоны Прикаспийской впадины, включая подстилающие воды Карачаганакского месторождения. Исходя из этого можно было бы предположить, что в пластовых условиях возможно существование газовой шапки и, следовательно, в интервале 5856-5865 м мог быть вскрыт газо-водяной контакт. Однако этот вывод был бы правомерен при равенстве термобарических условий сравниваемых зон. В противоположность этому в скв. 1 Черная Падина в верхнедевонских отложениях зафиксировано аномально высокое пластовое давление на уровне 100,02МПа

(ДООАО “ВолгоградНИПИнефть”) – 114,74МПа (ОАО “Саратовнефтегаз”) при пластовой температуре 132-135°С. В связи с этим для объективного распознавания характера флюидальной системы среднефранских карбонатных отложений в скв. П-1 Черная Падина в НВНИИГГ было проведено экспериментальное моделирование по рекомбинации пластовой смеси, с изменением газосодержания воды, при постоянной пластовой температуре. Исходные данные для рекомбинации и состав пластовых смесей приведены в табл. 16 - 20. При каждом варианте рекомбинации проводились замеры давления насыщения и объема жидкой фазы при снижении давления. Результаты исследования изотерм объема жидкой фазы при изменении газосодержания представлены в табл. 21. На основе полученных экспериментальных данных построены зависимость давления насыщения от газосодержания и температуры, а также изоплеры (линии равного содержания жидкости). Эти данные демонстрируются на рис. 4, 5 и в табл. 22. Из анализа фазовой диаграммы следует, что при увеличении газосодержания пластовой воды до $17 \text{ м}^3/\text{м}^3$ происходит довольно резкое закономерное возрастание давления насыщения, при более высоких газосодержаниях в области давлений более 125 МПа давления насыщения изменяется незначительно. Влияние температуры в диапазоне 132-135°С существенно не сказывается на изменении давления насыщения (рис. 4, табл. 23). Для сравнительной характеристики и объяснения закономерностей растворимости газовой фазы в воде на рис. 4 и в табл. 24 приведены зависимости давления насыщения от газосодержания для индивидуальных углеводородных и неуглеводородных компонентов на основе исследований Римера, Кобояши, Катца, Кальберсона, Вибе, Гедди, Селлека, А.Ю. Намиота [3].

СОСТАВ ПЛАСТОВОЙ СМЕСИ

на основе рекомбинации водной и газовой фаз, полученных при исследовании скв. 1
Черная Падина, инт. 5855 - 5859; 5862 - 5865 м

Газосодержание: **5.5 м³/м³** **5.0 м³/т**

1.СОСТАВ

| КОМПОНЕНТ | ДЕГАЗИРОВАННАЯ ЖИДКОСТЬ | | ГАЗОВАЯ ФАЗА | | ПЛАСТОВЫЙ ФЛЮИД | |
|----------------------------------|-------------------------|--------|--------------|--------|-----------------|----------|
| | масс% | мол% | масс% | мол% | масс% | мол% |
| H ₂ | 0.00 | 0.00 | 0.03 | 0.26 | 0.00011 | 0.00108 |
| N ₂ | 0.00 | 0.00 | 0.25 | 0.16 | 0.00093 | 0.00067 |
| CO ₂ | 0.00 | 0.00 | 13.86 | 5.58 | 0.05098 | 0.02320 |
| CH ₄ | 0.00 | 0.00 | 84.35 | 93.19 | 0.31035 | 0.38750 |
| C ₂ H ₆ | 0.00 | 0.00 | 1.12 | 0.66 | 0.00412 | 0.00274 |
| C ₃ H ₈ | 0.00 | 0.00 | 0.30 | 0.12 | 0.00110 | 0.00050 |
| i-C ₄ H ₁₀ | 0.00 | 0.00 | 0.03 | 0.01 | 0.00012 | 0.00004 |
| n-C ₄ H ₁₀ | 0.00 | 0.00 | 0.07 | 0.02 | 0.00024 | 0.00008 |
| NaCl | 14.59 | 5.00 | 0.00 | 0.00 | 14.53923 | 4.97823 |
| Вода | 85.41 | 95.00 | 0.00 | 0.00 | 85.09282 | 94.60595 |
| Суммарно | 100.00 | 100.00 | 100.00 | 100.00 | 100.00 | 100.00 |
| Мольная доля | | 0.9958 | | 0.0042 | | 1.0000 |
| Массовая доля | 0.9963 | | 0.0037 | | 1.0000 | |

2.СВОЙСТВА ФАЗ

| |
|---------------------|
| Рсеп = 0.101325 МПа |
| Тсеп = 20.0 °С |

| КОМПОНЕНТ | ДЕГАЗИРОВАННАЯ ЖИДКОСТЬ | | ГАЗОВАЯ ФАЗА | | ПЛАСТОВЫЙ ФЛЮИД | |
|--------------|-------------------------|----------------|-------------------|----------------|-------------------|----------------|
| | Плотность | Молярная масса | Плотность | Молярная масса | Плотность | Молярная масса |
| | кг/м ³ | г/моль | кг/м ³ | г/моль | кг/м ³ | г/моль |
| NaCl | 2160.0 | 58.5 | | | | |
| Вода | 1010.0 | 18.0 | | | | |
| Флюид | 1095.1 | 20.04 | 0.7386 | 17.72 | | 20.03 |
| | | | 0.6132 (air=1) | | | |

СОСТАВ ПЛАСТОВОЙ СМЕСИ

на основе рекомбинации водной и газовой фаз, полученных при исследовании скв. 1
Черная Падина, инт. 5855 - 5859; 5862 - 5865 м

1.СОСТАВ Газосодержание: **11.0** м³/м³ **10.0** м³/т

| КОМПОНЕНТ | ДЕГАЗИРОВАННАЯ ЖИДКОСТЬ | | ГАЗОВАЯ ФАЗА | | ПЛАСТОВЫЙ ФЛЮИД | |
|----------------------------------|-------------------------|--------|--------------|--------|-----------------|----------|
| | масс% | мол% | масс% | мол% | масс% | мол% |
| H ₂ | 0.00 | 0.00 | 0.03 | 0.26 | 0.00022 | 0.00215 |
| N ₂ | 0.00 | 0.00 | 0.25 | 0.16 | 0.00185 | 0.00133 |
| CO ₂ | 0.00 | 0.00 | 13.86 | 5.58 | 0.10159 | 0.04621 |
| CH ₄ | 0.00 | 0.00 | 84.35 | 93.19 | 0.61842 | 0.77180 |
| C ₂ H ₆ | 0.00 | 0.00 | 1.12 | 0.66 | 0.00821 | 0.00547 |
| C ₃ H ₈ | 0.00 | 0.00 | 0.30 | 0.12 | 0.00219 | 0.00099 |
| i-C ₄ H ₁₀ | 0.00 | 0.00 | 0.03 | 0.01 | 0.00024 | 0.00008 |
| n-C ₄ H ₁₀ | 0.00 | 0.00 | 0.07 | 0.02 | 0.00048 | 0.00017 |
| NaCl | 14.59 | 5.00 | 0.00 | 0.00 | 14.48593 | 4.95761 |
| Вода | 85.41 | 95.00 | 0.00 | 0.00 | 84.78087 | 94.21419 |
| Суммарно | 100.00 | 100.00 | 100.00 | 100.00 | 100.00 | 100.00 |
| Мольная доля | | 0.9917 | | 0.0083 | | 1.0000 |
| Массовая доля | 0.9927 | | 0.0073 | | 1.0000 | |

2.СВОЙСТВА ФАЗ

Rсеп = 0.101325 МПа
Tсеп = 20.0 °С

| КОМПОНЕНТ | ДЕГАЗИРОВАННАЯ ЖИДКОСТЬ | | ГАЗОВАЯ ФАЗА | | ПЛАСТОВЫЙ ФЛЮИД | |
|--------------|-------------------------|----------------|-------------------|----------------|-------------------|----------------|
| | Плотность | Молярная масса | Плотность | Молярная масса | Плотность | Молярная масса |
| | кг/м ³ | г/моль | кг/м ³ | г/моль | кг/м ³ | г/моль |
| NaCl | 2160.0 | 58.5 | | | | |
| Вода | 1010.0 | 18.0 | | | | |
| Флюид | 1095.1 | 20.04 | 0.7386 | 17.72 | | 20.02 |
| | | | 0.6132 (air=1) | | | |

СОСТАВ ПЛАСТОВОЙ СМЕСИ

на основе рекомбинации водной и газовой фаз, полученных при исследовании скв. 1
Черная Падина, инт. 5855 - 5859; 5862 - 5865 м

1.СОСТАВ Газосодержание: **13.1 м³/м³** **12.0 м³/т**

| КОМПОНЕНТ | ДЕГАЗИРОВАННАЯ ЖИДКОСТЬ | | ГАЗОВАЯ ФАЗА | | ПЛАСТОВЫЙ ФЛЮИД | |
|----------------------------------|-------------------------|--------|--------------|--------|-----------------|----------|
| | масс% | мол% | масс% | мол% | масс% | мол% |
| H ₂ | 0.00 | 0.00 | 0.03 | 0.26 | 0.00026 | 0.00258 |
| N ₂ | 0.00 | 0.00 | 0.25 | 0.16 | 0.00222 | 0.00159 |
| CO ₂ | 0.00 | 0.00 | 13.86 | 5.58 | 0.12173 | 0.05536 |
| CH ₄ | 0.00 | 0.00 | 84.35 | 93.19 | 0.74101 | 0.92463 |
| C ₂ H ₆ | 0.00 | 0.00 | 1.12 | 0.66 | 0.00984 | 0.00655 |
| C ₃ H ₈ | 0.00 | 0.00 | 0.30 | 0.12 | 0.00262 | 0.00119 |
| i-C ₄ H ₁₀ | 0.00 | 0.00 | 0.03 | 0.01 | 0.00029 | 0.00010 |
| n-C ₄ H ₁₀ | 0.00 | 0.00 | 0.07 | 0.02 | 0.00058 | 0.00020 |
| NaCl | 14.59 | 5.00 | 0.00 | 0.00 | 14.46472 | 4.94941 |
| Вода | 85.41 | 95.00 | 0.00 | 0.00 | 84.65673 | 94.05839 |
| Суммарно | 100.00 | 100.00 | 100.00 | 100.00 | 100.00 | 100.00 |
| Мольная доля | | 0.9901 | | 0.0099 | | 1.0000 |
| Массовая доля | 0.9912 | | 0.0088 | | 1.0000 | |

2.СВОЙСТВА ФАЗ

| |
|---------------------|
| Рсеп = 0.101325 МПа |
| Тсеп = 20.0 °С |

| КОМПОНЕНТ | ДЕГАЗИРОВАННАЯ ЖИДКОСТЬ | | ГАЗОВАЯ ФАЗА | | ПЛАСТОВЫЙ ФЛЮИД | |
|--------------|-------------------------|----------------|-------------------|----------------|-------------------|----------------|
| | Плотность | Молярная масса | Плотность | Молярная масса | Плотность | Молярная масса |
| | кг/м ³ | г/моль | кг/м ³ | г/моль | кг/м ³ | г/моль |
| NaCl | 2160.0 | 58.5 | | | | |
| Вода | 1010.0 | 18.0 | | | | |
| Флюид | 1095.1 | 20.04 | 0.7386 | 17.72 | | 20.02 |
| | | | 0.6132 (air=1) | | | |

СОСТАВ ПЛАСТОВОЙ СМЕСИ

на основе рекомбинации водной и газовой фаз, полученных при исследовании скв. 1
Черная Падина, инт. 5855 - 5859; 5862 - 5865 м

1.СОСТАВ Газосодержание: **16.4** м³/м³ **15.0** м³/т

| КОМПОНЕНТ | ДЕГАЗИРОВАННАЯ ЖИДКОСТЬ | | ГАЗОВАЯ ФАЗА | | ПЛАСТОВЫЙ ФЛЮИД | |
|----------------------------------|-------------------------|--------|--------------|--------|-----------------|----------|
| | масс% | мол% | масс% | мол% | масс% | мол% |
| H ₂ | 0.00 | 0.00 | 0.03 | 0.26 | 0.00032 | 0.00322 |
| N ₂ | 0.00 | 0.00 | 0.25 | 0.16 | 0.00277 | 0.00198 |
| CO ₂ | 0.00 | 0.00 | 13.86 | 5.58 | 0.15183 | 0.06903 |
| CH ₄ | 0.00 | 0.00 | 84.35 | 93.19 | 0.92424 | 1.15293 |
| C ₂ H ₆ | 0.00 | 0.00 | 1.12 | 0.66 | 0.01227 | 0.00817 |
| C ₃ H ₈ | 0.00 | 0.00 | 0.30 | 0.12 | 0.00327 | 0.00148 |
| i-C ₄ H ₁₀ | 0.00 | 0.00 | 0.03 | 0.01 | 0.00036 | 0.00012 |
| n-C ₄ H ₁₀ | 0.00 | 0.00 | 0.07 | 0.02 | 0.00072 | 0.00025 |
| NaCl | 14.59 | 5.00 | 0.00 | 0.00 | 14.43302 | 4.93717 |
| Вода | 85.41 | 95.00 | 0.00 | 0.00 | 84.47120 | 93.82566 |
| Суммарно | 100.00 | 100.00 | 100.00 | 100.00 | 100.00 | 100.00 |
| Мольная доля | | 0.9876 | | 0.0124 | | 1.0000 |
| Массовая доля | 0.9890 | | 0.0110 | | 1.0000 | |

2.СВОЙСТВА ФАЗ

| |
|---------------------|
| Рсеп = 0.101325 МПа |
| Тсеп = 20.0 °С |

| КОМПОНЕНТ | ДЕГАЗИРОВАННАЯ ЖИДКОСТЬ | | ГАЗОВАЯ ФАЗА | | ПЛАСТОВЫЙ ФЛЮИД | |
|--------------|-------------------------|----------------|-------------------|----------------|-------------------|----------------|
| | Плотность | Молярная масса | Плотность | Молярная масса | Плотность | Молярная масса |
| | кг/м ³ | г/моль | кг/м ³ | г/моль | кг/м ³ | г/моль |
| NaCl | 2160.0 | 58.5 | | | | |
| Вода | 1010.0 | 18.0 | | | | |
| Флюид | 1095.1 | 20.04 | 0.7386 | 17.72 | | 20.01 |
| | | | 0.6132 (air=1) | | | |

СОСТАВ ПЛАСТОВОЙ СМЕСИ

на основе рекомбинации водной и газовой фаз, полученных при исследовании скв. 1
Черная Падина, инт. 5855 - 5859; 5862 - 5865 м

1.СОСТАВ Газосодержание: 19.7 м³/м³ 18.0 м³/т

| КОМПОНЕНТ | ДЕГАЗИРОВАННАЯ ЖИДКОСТЬ | | ГАЗОВАЯ ФАЗА | | ПЛАСТОВЫЙ ФЛЮИД | |
|----------------------------------|-------------------------|--------|--------------|--------|-----------------|----------|
| | масс% | мол% | масс% | мол% | масс% | мол% |
| H ₂ | 0.00 | 0.00 | 0.03 | 0.26 | 0.00039 | 0.00385 |
| N ₂ | 0.00 | 0.00 | 0.25 | 0.16 | 0.00332 | 0.00237 |
| CO ₂ | 0.00 | 0.00 | 13.86 | 5.58 | 0.18179 | 0.08264 |
| CH ₄ | 0.00 | 0.00 | 84.35 | 93.19 | 1.10666 | 1.38010 |
| C ₂ H ₆ | 0.00 | 0.00 | 1.12 | 0.66 | 0.01469 | 0.00977 |
| C ₃ H ₈ | 0.00 | 0.00 | 0.30 | 0.12 | 0.00392 | 0.00178 |
| i-C ₄ H ₁₀ | 0.00 | 0.00 | 0.03 | 0.01 | 0.00043 | 0.00015 |
| n-C ₄ H ₁₀ | 0.00 | 0.00 | 0.07 | 0.02 | 0.00086 | 0.00030 |
| NaCl | 14.59 | 5.00 | 0.00 | 0.00 | 14.40146 | 4.92498 |
| Вода | 85.41 | 95.00 | 0.00 | 0.00 | 84.28648 | 93.59407 |
| Суммарно | 100.00 | 100.00 | 100.00 | 100.00 | 100.00 | 100.00 |
| Молярная доля | | 0.9852 | | 0.0148 | | 1.0000 |
| Массовая доля | 0.9869 | | 0.0131 | | 1.0000 | |

2.СВОЙСТВА ФАЗ

| |
|---------------------|
| Рсеп = 0.101325 МПа |
| Тсеп = 20.0 °С |

| КОМПОНЕНТ | ДЕГАЗИРОВАННАЯ ЖИДКОСТЬ | | ГАЗОВАЯ ФАЗА | | ПЛАСТОВЫЙ ФЛЮИД | |
|--------------|-------------------------|----------------|-------------------|----------------|-------------------|----------------|
| | Плотность | Молярная масса | Плотность | Молярная масса | Плотность | Молярная масса |
| | кг/м ³ | г/моль | кг/м ³ | г/моль | кг/м ³ | г/моль |
| NaCl | 2160.0 | 58.5 | | | | |
| Вода | 1010.0 | 18.0 | | | | |
| Флюид | 1095.1 | 20.04 | 0.7386 | 17.72 | | 20.01 |
| | | | 0.6132 (air=1) | | | |

**ИЗОТЕРМЫ ОБЪЕМА ЖИДКОЙ ФАЗЫ ПРИ ИЗМЕНЕНИИ ГАЗСОДЕРЖАНИЯ ПО
РЕЗУЛЬТАТАМ ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ**

на основе исследования рекомбинированных проб, составленных из водной и
газовой фаз, полученных при исследовании скв. 1 Черная Падина,
инт. 5855 - 5859; 5862 - 5865 м

Температура исследования соответствует пластовой температуре = 132 °С

| Газосодержание, м ³ /м ³ | 5.5 | 11.0 | 13.1 | 16.4 | 19.7 | 21.9 | 27.4 |
|--|--|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| Давление, МПа | Объем жидкой фазы, % (на текущее давление) | | | | | | |
| Р _б при 27.4 | 130.00 | | | | | | 100 |
| Р _б при 21.9 | 129.00 | | | | | 100 | |
| Р _б при 19.7 | 128.50 | | | | 100 | | |
| | 125.00 | | | | 99.14 | 98.75 | 97.77 |
| Р _б при 16.4 | 124.70 | | | 100 | | | |
| | 120.00 | | | 99.67 | 99.08 | 98.69 | 97.69 |
| | 115.00 | | | 99.62 | 99.02 | 98.62 | 97.61 |
| | 110.00 | | | | 98.95 | 98.54 | 97.52 |
| | 105.00 | | | 99.51 | 98.88 | 98.46 | 97.42 |
| | 100.00 | | | 99.44 | | 98.28 | 97.31 |
| | 99.00 | | | | 98.78 | | |
| | 95.00 | | | 99.37 | | 98.28 | 97.19 |
| | 90.00 | | | 99.29 | | | 97.05 |
| Р _б при 13.1 | 88.80 | | 100 | | | | |
| | 85.00 | | 99.87 | | | | |
| | 80.00 | | 99.79 | | | 97.8 | |
| | 75.00 | | 99.7 | | | | |
| | 70.00 | | 99.6 | | 97.8 | | |
| Р _б при 11.0 | 66.00 | | 100 | | | | |
| | 65.00 | | 99.96 | 99.48 | | | |
| | 64.00 | | 99.94 | | | | |
| | 63.00 | | 99.93 | | | | |
| | 60.00 | | 99.89 | 99.34 | 98.2 | | |
| | 55.00 | | 99.75 | 99.2 | | | |
| | 50.00 | | 99.59 | | | | |
| | 45.00 | | 99.39 | | | | |
| | 40.80 | | | 98.49 | | | |
| | 40.00 | | 99.13 | | | 96 | |
| | 35.00 | | 98.79 | | | 96 | |
| | 31.40 | | | 97.6 | 96.3 | | |
| | 30.00 | | 98.32 | | | | |
| | 25.00 | | | | | 93.9 | 93.9 |
| | 23.80 | | | 95.6 | | | |
| | 22.80 | | | | 93.9 | | |
| Р _б при 5.5 | 22.00 | 100 | | | | | |
| | 21.00 | 99.9 | | | | | |
| | 15.60 | | | | | 85 | |
| | 15.00 | | | | 85 | | |
| | 13.30 | | | 85 | | | |
| | 12.30 | | | 86.4 | | | |
| | 11.86 | | 90.3 | | | | |
| | 10.00 | 93 | | | | | |
| | 7.40 | | | 67.2 | | | |
| | 4.00 | | | 51 | | | |
| | 2.00 | | 47.5 | | | 39.05 | |
| | 1.00 | 52.76 | 35.1 | | 26.27 | 22.81 | 20.97 |
| | 0.50 | 25.89 | | | 10.23 | 8.64 | |

**ДАННЫЕ ДЛЯ ПОСТРОЕНИЯ ФАЗОВОЙ ДИАГРАММЫ ПО
РЕЗУЛЬТАТАМ ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ**
на основе исследования рекомбинированных проб, составленных из
водной и газовой фаз, полученных при исследовании
скв. 1 Черная Падина, инт. 5855 - 5859; 5862 - 5865 м
Температура исследования соответствует пластовой температуре = 132 °С

| | | | | | | |
|--|------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|
| Газосодержание, м ³ /м ³ | 5.5 | 11.0 | 13.1 | 16.4 | 19.7 | 27.4 |
|--|------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|

| Изоплеры по объему, % (объем жидкой фазы на текущее давление) | Давление, МПа | | | | | |
|--|---------------|-------|-------|-------|--------|--------|
| | 100 | 22.00 | 64.00 | 88.80 | 124.70 | 128.50 |
| 99 | 19.10 | 38.70 | 52.99 | 81.30 | 116.80 | 127.30 |
| 98 | 20.00 | 30.90 | 36.80 | 56.30 | 74.60 | 125.97 |
| 97 | 20.00 | 26.00 | 30.00 | 39.10 | 52.97 | 89.10 |
| 96 | 20.00 | 23.30 | 26.00 | 30.50 | 35.20 | 47.00 |
| 95 | | 20.30 | 22.80 | 26.30 | 29.10 | 38.00 |
| 94 | | | 20.90 | 23.10 | 25.60 | 33.00 |
| 93 | | | | 21.40 | 23.30 | 28.80 |
| 92 | | | | 19.60 | 21.90 | 25.47 |
| 91 | | | | | 20.40 | 23.31 |
| 90 | 7.60 | 11.30 | 13.70 | 16.40 | 18.70 | 21.12 |
| 85 | 7.50 | 9.77 | 11.63 | 13.33 | 15.04 | 17.05 |
| 80 | 6.25 | 8.22 | 9.96 | 11.90 | 13.52 | 15.44 |
| 75 | 5.38 | 7.05 | 8.94 | 10.68 | 12.23 | 14.06 |
| 70 | 4.36 | 6.20 | 8.07 | 9.80 | 11.30 | 13.32 |
| 65 | 3.48 | 5.04 | 6.82 | 8.45 | 9.70 | 11.45 |
| 60 | 2.46 | 4.17 | 5.87 | 7.46 | 8.67 | 10.44 |
| 55 | 1.36 | 3.26 | 4.73 | 6.44 | 7.58 | 9.36 |
| 50 | 0.68 | 2.35 | 3.86 | 5.38 | 6.52 | 8.17 |

Табл. 23

ЗАВИСИМОСТЬ ДАВЛЕНИЯ НАСЫЩЕНИЯ ОТ ТЕМПЕРАТУРЫ И ГАЗСОДЕРЖАНИЯ
на основе исследования рекомбинированных проб, составленных из водной и
газовой фаз, полученных при исследовании скв. 1 Черная Падина,
инт. 5855 - 5859; 5862 - 5865 м

| Температура, °С | | | | | |
|-----------------|--------------------------------|----------|--------------------------------|----------|--------------------------------|
| 129°С | | 132°С | | 140°С | |
| Давление | Газосодержание | Давление | Газосодержание | Давление | Газосодержание |
| МПа | м ³ /м ³ | МПа | м ³ /м ³ | МПа | м ³ /м ³ |
| | | 22 | 5.5 | 19.5 | 5.5 |
| 11.1 | | 64 | 11 | 55 | 11 |
| 93.9 | 13.1 | 87.2 | 13.1 | 78.5 | 13.1 |
| 117.3 | 15 | 124.7 | 16.4 | 120 | 16.4 |
| 129 | 16.4 | 128.5 | 19.7 | 128 | 19.7 |
| | | 130 | 27.4 | 129.5 | 27.4 |

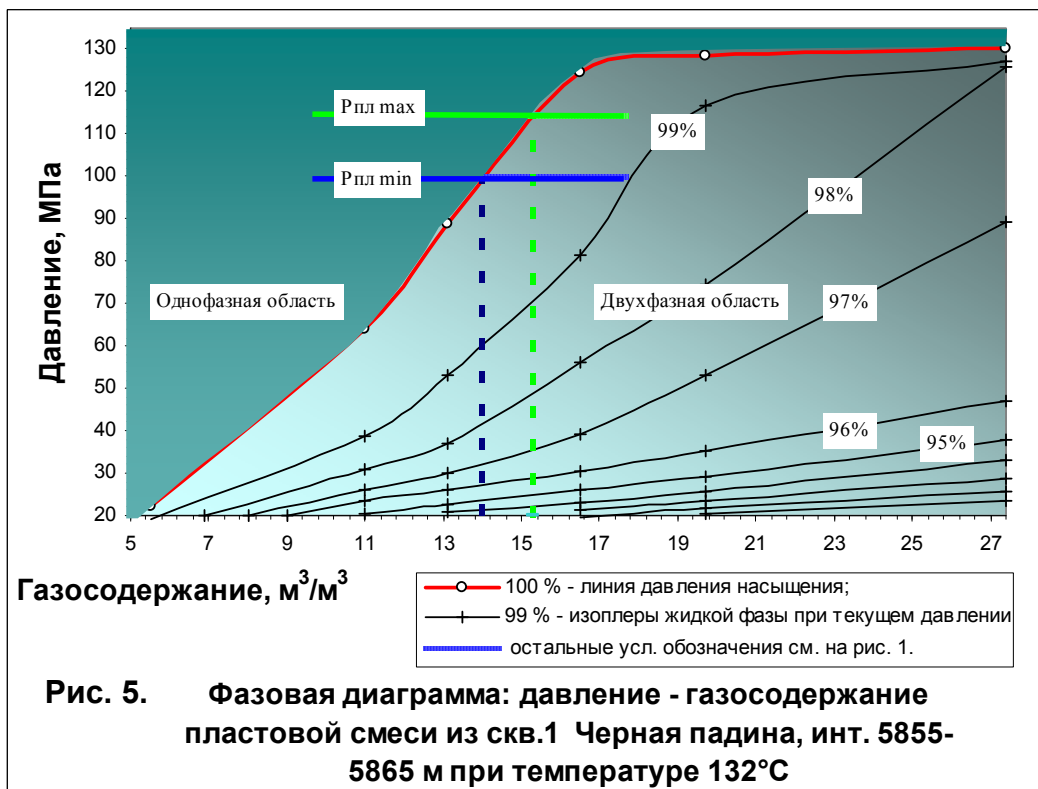
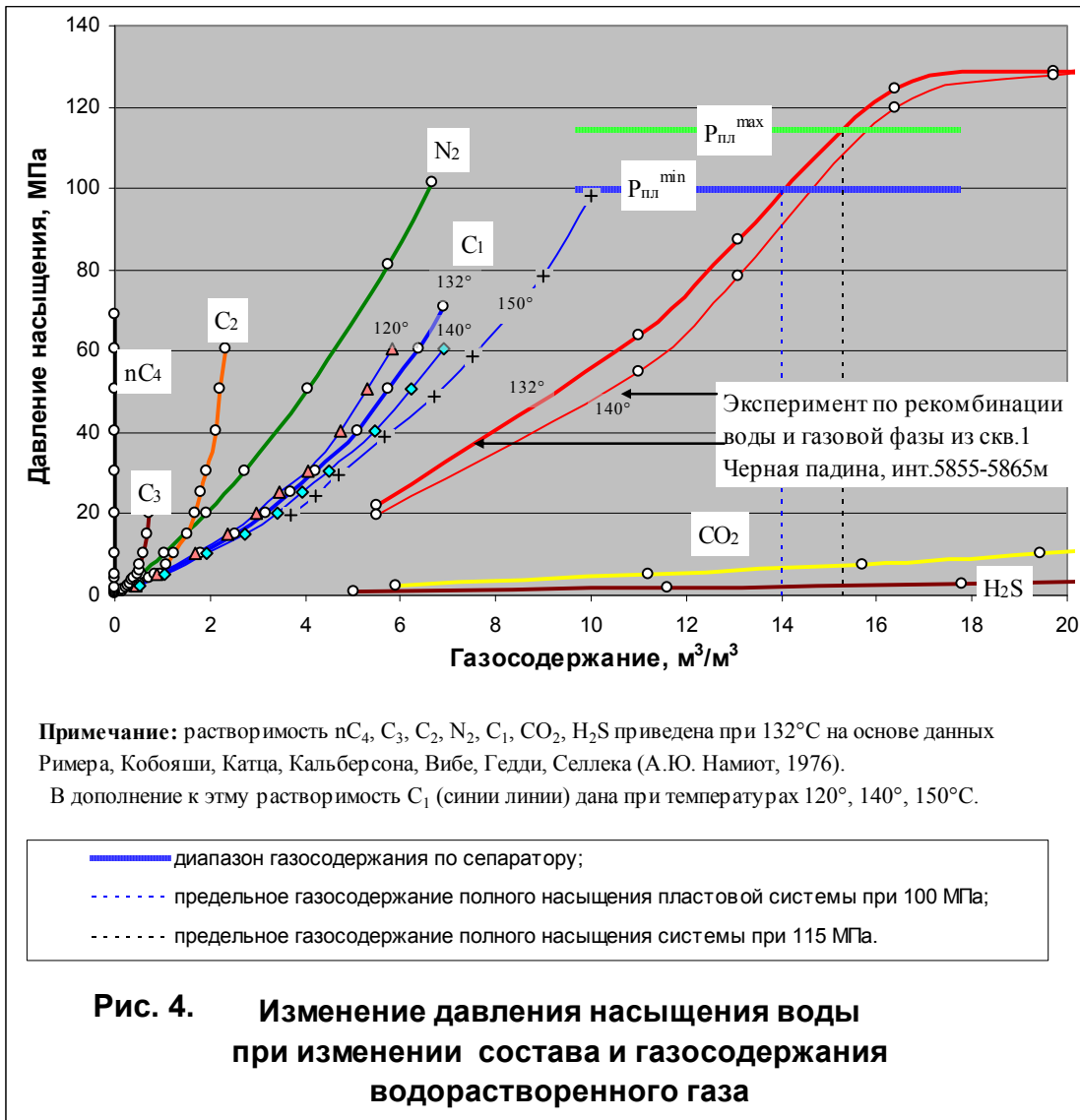


Табл. 24

**ЗАВИСИМОСТЬ ДАВЛЕНИЯ НАСЫЩЕНИЯ ВОДЫ ОТ ГАЗОСОДЕРЖАНИЯ
ПРИ ИЗМЕНЕНИИ СОСТАВА ГАЗА И ТЕМПЕРАТУРЫ**

на основе данных Вибе, Гедди, Кальберсона, Кобояши, Катца, Римера и др. (А.Ю.
Намиот, 1976, 1991)

ПРИ ИЗМЕНЕНИИ СОСТАВА ГАЗА (ИНДИВИДУАЛЬНЫХ КОМПОНЕНТОВ)

Температура исследования = 132 °С

| Компоненты | N ₂ | H ₂ | CO ₂ | C ₁ | C ₂ | C ₃ | nC ₄ |
|---------------|--|----------------|-----------------|----------------|----------------|----------------|-----------------|
| Давление, МПа | Газосодержание, м ³ /м ³ | | | | | | |
| 0.40 | | | | | | | 0.000007 |
| 0.71 | | | | | | 0.05 | |
| 0.81 | | | | | | | 0.000046 |
| 1.01 | | | | | 0.17 | 0.09 | 0.000064 |
| 1.52 | | | | | | 0.16 | |
| 1.62 | | | | | | | 0.000114 |
| 2.03 | | | | | 0.365 | 0.23 | 0.000148 |
| 2.53 | 0.28136 | 0.5094 | 5.90 | 0.49 | | 0.28 | |
| 3.04 | | | | | 0.535 | 0.34 | |
| 3.55 | | | | | | 0.38 | |
| 4.05 | | | | | 0.705 | 0.42 | 0.00022 |
| 5.07 | 0.54416 | 0.9976 | 11.20 | 0.975 | 0.83 | 0.49 | 0.000221 |
| 6.08 | | | | | | 0.53 | |
| 7.60 | | | 15.72 | | 1.07 | 0.54 | |
| 10.13 | 1.0372 | 1.967 | 19.44 | 1.815 | 1.265 | 0.62 | 0.000226 |
| 15.20 | | | 25.00 | 2.55 | 1.515 | 0.68 | |
| 20.27 | 1.9372 | 3.848 | 28.26 | 3.185 | 1.695 | 0.72 | 0.00024 |
| 25.33 | | | | 3.71 | 1.82 | | |
| 30.40 | 2.71624 | 7.374 | 32.48 | 4.235 | 1.93 | | 0.000254 |
| 40.50 | | | 36.28 | 5.09 | 2.115 | | 0.000265 |
| 50.66 | 4.07548 | 10.768 | 38.65 | 5.755 | 2.21 | | 0.000274 |
| 60.80 | | | 41.63 | 6.38 | 2.31 | | 0.00028 |
| 68.90 | | | | | | | 0.000285 |
| 70.93 | | | 44.66 | | | | |
| 81.06 | 5.75284 | 13.957 | | | | | |
| 101.32 | 6.66816 | 16.864 | | | | | |

ПРИ ИЗМЕНЕНИИ ТЕМПЕРАТУРЫ ДЛЯ СМЕСИ МЕТАНА И ВОДЫ

| Давление МПа | Температура, °С | | | | | Температура, °С | |
|-----------------|---|------|------|------|-------|-----------------|---|
| | 80 | 100 | 120 | 140 | 132 | 150 | |
| | Газосодержание, м ³ /м ³ | | | | | Давление МПа | Газосодержание, м ³ /м ³ |
| 2.53 | 0.45 | 0.43 | 0.46 | 0.52 | 0.49 | 19.61 | 3.7 |
| 5.07 | 0.86 | 0.84 | 0.89 | 1.06 | 0.975 | 24.52 | 4.2 |
| 10.13 | 1.57 | 1.54 | 1.69 | 1.94 | 1.815 | 29.42 | 4.7 |
| 15.20 | 2.12 | 2.15 | 2.37 | 2.73 | 2.55 | 39.23 | 5.67 |
| 20.27 | 2.63 | 2.71 | 2.96 | 3.41 | 3.185 | 49.03 | 6.7 |
| 25.33 | 2.99 | 3.14 | 3.47 | 3.95 | 3.71 | 58.84 | 7.5 |
| 30.40 | 3.39 | 3.58 | 4.05 | 4.51 | 4.235 | 78.45 | 9 |
| 40.50 | 3.97 | 4.18 | 4.72 | 5.46 | 5.09 | 98.07 | 10 |
| 50.66 | 4.46 | 4.71 | 5.3 | 6.21 | 5.755 | 107.87 | 10.1 |
| 60.80 | 4.88 | 5.18 | 5.84 | 6.92 | 6.38 | | |
| 70.95 | | | | | 6.92 | | |

СОСТАВ И СВОЙСТВА СВОБОДНОГО И ВОДОРАСТВОРЕННОГО ГАЗА ПО РЕЗУЛЬТАТАМ ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ

Площадь: Черная Падина
 Скважина: № 1
 Интервал перфорации: 5855 - 5859; 5862 - 5865 м
 Пласт: D₃F²

Газосодержание пластовой смеси: 16.4 м³/м³

| Температура, °С | 132 | | 20 | 132 | | 20 |
|---|-------------------------|-----------------------|---|-------------------------|-----------------------|---|
| Давление, МПа | 100.02 | | 0.1 | 114.74 | | 0.1 |
| Компонент | Свободный газ при P и t | Водная фаза при P и t | Водо - растворенный газ при P _{st} и t _{st} | Свободный газ при P и t | Водная фаза при P и t | Водо - растворенный газ при P _{st} и t _{st} |
| H ₂ | 0.16 | 0.00289 | 0.28 | 0.18 | 0.00295 | 0.27 |
| N ₂ | 0.15 | 0.00168 | 0.16 | 0.15 | 0.00177 | 0.16 |
| CO ₂ | 0.98 | 0.06710 | 6.46 | 0.95 | 0.06764 | 6.20 |
| CH ₄ | 96.14 | 0.96083 | 92.49 | 95.98 | 1.01205 | 92.73 |
| C ₂ H ₆ | 1.31 | 0.00553 | 0.53 | 1.42 | 0.00608 | 0.56 |
| C ₃ H ₈ | 0.40 | 0.00069 | 0.07 | 0.47 | 0.0008 | 0.07 |
| i-C ₄ H ₁₀ | 0.05 | 0.00002 | 0.00 | 0.06 | 0.00003 | 0.00 |
| n-C ₄ H ₁₀ | 0.10 | 0.00006 | 0.01 | 0.12 | 0.00007 | 0.01 |
| NaCl | 0.00 | 4.94813 | | 0.00 | 4.94548 | |
| Вода | 0.71 | 94.01307 | | 0.67 | 93.96314 | |
| Сумма | 100 | 100 | 100 | 100 | 100 | 100 |
| Молекулярная масса, г/мол | 16.68 | 20.02 | 17.93 | 16.72 | 20.02 | 17.86 |
| Плотность при P и t, кг/м ³ | 304.1 | 1020.9 | | 322.5 | 1021.8 | |
| Вязкость при P и t, мПа.с | 0.0427 | 0.2576 | | 0.0475 | 0.2572 | |
| Газосодержание, м ³ /м ³ | | 13.8 | | | 14.5 | |
| Объем при P и t, % об. | 0.56 | 99.44 | | 0.38 | 99.62 | |
| Плотность при P _{st} и t _{st} , кг/м ³ | 0.6947* | | 0.7471 | 0.6963* | | 0.7443 |

* Без паров воды

**Классификации газов по
А.Г. Дурмишьяну и И.С. Старобинцу [4, 5]**

По углеводородным компонентам

Все газы по сухости и жирности

| Тип газа | Содержание C ₂₊ высшие мольный (объемный), % | Примечание |
|--------------------------------------|--|--|
| Сухой газ | 0 до 5 | При низком содержании C ₂ и практическом отсутствии C ₃ и C ₄ |
| Тощий газ (полусухой или полужирный) | От 6 - 15 | С низким содержанием C ₂ , C ₃ C ₄ , и C ₅₊ |
| Жирный газ | от 16 - 25 | С повышенным содержанием гомологов метана |
| Высокожирный | более 25 | |

По содержанию газового конденсата (C₅₊)

| Содержание C ₅₊ высшие г/м ³ | Пластовые газы (газоконденсатные системы) | Нефтерастворенные газы |
|--|--|---------------------------|
| от 25 до 100 | Низкоконденсатные | Низкобензиновые |
| от 100 до 200 | Конденсатные | Бензиновые |
| от 200 до 500 | Высококонденсатные | Высокобензиновые |
| более 500 | Уникально- высококонденсатные | |

По неуглеводородным компонентам

| По содержанию сероводорода | | По содержанию углекислого газа | |
|--|-----------------|--|----------------------|
| Содержание H ₂ S мольный, % | Тип газа | Содержание CO ₂ мольный, % | Тип газа |
| от 0 до 0.01 | Бессернистые | до 2 | Низкоуглекислые |
| от 0.01 до 0.09 | Низкосернистые | 2-5 | Углекислые |
| от 0.1 до 0.9 | Сернистые | 5-20 | Высоуглекислые |
| более 1 | Высокосернистые | более 20 | Аномально углекислые |

| По содержанию азота | | По содержанию гелия | |
|---|---------------|-----------------------------|------------------|
| Содержание N ₂ мольный, % | Тип газа | Содержание He мольный, % | Тип газа |
| до 5 | Низкоазотные | до 0.1 | Низкогелиеносные |
| от 6 до 15 | Азотные | 0.1-1 | Гелиеносные |
| более 15 | Высокоазотные | более 1 | Высогелиеносные |

При этом для сопоставления с флюидальной системой, полученной из среднефранских карбонатных отложений в скв. 1 Черная Падина, данные экспериментальных замеров по растворимости индивидуальных компонентов пересчитаны на температуру 132°C (табл. 23). Представленные материалы свидетельствуют о том, что давление насыщения растет с увеличением газосодержания, при этом растворимость газов в воде возрастает в ряду: $nC_4 \rightarrow C_3 \rightarrow C_2 \rightarrow N_2 \rightarrow C_1 \rightarrow CO_2 \rightarrow H_2S$, в этом же направлении уменьшается угол наклона линий зависимости давлений насыщения от газосодержания. Результаты по рекомбинации пластовой смеси по скв. 1 Черная Падина находятся в соответствии с приведенной закономерностью, поскольку присутствие в составе газовой фазы углекислого газа (6-7%, табл. 22) обуславливает возрастание ее растворяющей способности, по сравнению с чистым метаном. Нанесение на фазовую диаграмму (рис. 5) минимального и максимального уровней пластового давления показывает, что до газосодержания 14-15 м³/м³ пластовая система должна находиться в однофазном состоянии, при увеличении объема газовой фазы в анализируемой системе появляется небольшая газовая шапка. Состав и свойства свободного и водорастворенного газа по результатам экспериментального моделирования при минимальном и максимальном пластовых давлениях представлены в табл. 25. Водорастворенный газ отличается от свободного несколько меньшим содержанием метана и его гомологов, а также существенно большей концентрацией углекислого газа.

Итак, в результате испытания и исследования коллекторов, вскрытых скв. 1 Черная Падина, получены притоки свободного, водорастворенного газа и пластовой воды из следующих интервалов:

- 4515-4587м (слабопроницаемый карбонатный пласт в нижнепермско-каменноугольных отложениях) - газопроявление при опробовании пластоиспытателем на трубах ($C_1=87,44\%$, $C_{2+}=10,56\%$, $CO_2=0,01\%$, $N_2=2,00\%$, газ содержит гомологи метана вплоть до C_{7+} , в том числе содержание $C_{5+}=0,56\%=30г/м^3$)*. По составу газ является полужирным, низкоуглекислым,

* Содержание в мол. %

бессернистым и низкоазотным, низкоконденсатным или низкобензиновым (см. табл. 12, 26). В случае, если этот газ является водорастворенным, то практически по всем нефтепоисковым гидрогеологическим показателям (А.С. Зингер и др., 1981) он характерен для структур с нефтяными и газоконденсатными залежами (табл. 13).

- 5597-5600 м (песчаный пласт в нижнебашкирско-серпуховских отложениях) - газопоявление в процессе бурения ($C_1=97,27\%$, $C_{2+}=1,59\%$, $CO_2=0,59\%$, $N_2=0,55\%$); По составу газ является сухим, низкоуглекислым, бессернистым и низкоазотным (см. табл. 12, 26). Если этот газ является водорастворенным, то по большинству нефтепоисковых гидрогеологических показателей он характерен для структур с газовыми и газоконденсатными залежами (табл. 13). Вместе с тем по соотношению $CH_4/C_2H_{6+высш.}$ и содержанию C_2-C_4 этот газ можно отнести и к обводненным структурам.

5779-5809м (песчаные пропласты в фаменско-верхнефранских отложениях) приток углеводородного газа (1500 м³/сут, $C_1=64,4-95,3\%$, $C_{2+}=4,4-34,9\%$, $CO_2=0,16-0,21\%$, $N_2=0,17-0,30\%$, в том числе $C_{5+}=0,1-1,6\%=5-65г/м^3$) при перфорации объекта и исследовании флюида через сепаратор. По типу полученные газообразные флюиды с одной стороны являются низкоуглекислыми, бессернистыми и низкоазотными, с другой стороны охватывают весь спектр газов – от сухих до высокожирных по содержанию газового конденсата эти газы относятся к низкоконденсатным или к низкобензиновым (см. табл. 12, 26). По фазовому состоянию эти газы отвечают газовым и низкогазоконденсатным залежам. В случае, если эти газообразные флюиды являются выделившимися водорастворенными газами, то по подавляющему большинству нефтепоисковых гидрогеологических показателей они характерны для структур с газовыми, газоконденсатными и нефтяными залежами (табл. 13);

- 5820м (песчаный пласт в фаменско-верхнефранских отложениях) - газопоявление в процессе бурения ($C_1=88,52\%$, $C_{2+}=0,58\%$, $CO_2=1,43\%$, $N_2=8,90\%$). По составу газ является сухим, низкоуглекислым, бессернистым и азотным (см. табл. 12, 26) и, вероятно, водорастворенным. Нефтепоисковые

гидрогеологические показатели свидетельствуют, что подобные водорастворенные газы встречаются в равной мере как в обводненных структурах, так и в ореольных зонах газовых залежей (табл. 13);

- 5855-5865м (рифогенные карбонатные отложения среднефранского подъяруса) пластовая вода, предельно насыщенная газом, с возможным наличием небольшой газовой шапки (вода: минерализация от 134,5 до 142,2 г/л, плотность 1096-1101 кг/м³; водорастворенный газ - C₁=92,5-92,7%, C₂₊=0,61-0,64%, CO₂=6,46-6,20%, N₂=0,16%; свободный газ – C₁=96,0-96,1%, C₂₊=1,76-2,07%, CO₂=0,95-,98%, N₂=0,15%, табл. 24) при перфорации объекта и исследовании флюида через сепаратор. По составу газ является сухим, низкоуглекислым (свободный газ), высокоуглекислым (водорастворенный газ), бессернистым и низкоазотным (табл. 26). Сопоставление значений критериев оценки продуктивных и обводненных объектов по составу водорастворенного газа с составом газа, полученного при испытании интервала 5855-5865м, показывает, что этот газ по соотношению УВ/N₂ а также по содержанию C₁, N₂ может являться ореольным для газовой и газоконденсатной залежи, а по содержанию C₅₊ – для газовой, газоконденсатной и нефтяной (табл. 13). Однако, по ряду других критериев, таких как отношение CH₄/C₂H_{6+высш.}, содержание C₂-C₄ и CO₂, подобные водорастворенные газы встречаются как в газовых, газоконденсатных, так и в обводненным структурах.

Полученная фактическая информация по исследованию скв. 1 Черная Падина подтверждает в пределах Карпенского лицензионного участка наличие региональной нефтегазоносности основных комплексов подсолевого разреза, доказанной на сопредельных площадях. При этом по большинству нефтепоисковых гидрогеологических показателей состав и газосодержание полученных газопроявлений в нижнепермско-каменноугольных и девонских отложениях свидетельствуют о возможности нахождения в этом районе газовой или газоконденсатной залежи, а по ряду критериев – нефтяного местоскопления.

В целом в прибортовой полосе Прикаспийской впадины все подсолевые водоносные комплексы содержат преимущественно метановые газы. От окраин бассейна в сторону Прикаспийской впадины по мере возрастания глубины и

возраста водоносных комплексов одновременно с увеличением доли метана в составах водорастворенных газов появляются тяжелые УВ, вначале этан, затем пропан и бутан. Количество водорастворенных газов (газо-водяной фактор) и их суммарная упругость возрастают в том же направлении. В водах каменноугольных и девонских отложений фоновые газосодержания водорастворенных газов в северо-западной прибортовой полосе Прикаспийской впадины до глубины –4000 м колеблются в интервале от 0,1 до 2 м³/м³ (рис. 13) и недонасыщены газом на 30-50% ($P_{г}/P_{в}=0,5-0,7$). Аппроксимирование тренда максимальных значений по уравнению: $y = 9E-08x^2 + 0,0004x + 0,0702$ (где y – газосодержание в м³/м³, x – глубина в м) показывает, что максимальные значения фоновых газосодержаний водорастворенных газов на глубине –6000 м не превышают 7 м³/м³ (рис. 6). Правомерность проведения этой кривой подтверждается фактическими замерами аномального газосодержания в пластовой воде, полученной ниже ВНК в Карачаганакском месторождении. На основании приведенных данных можно заключить, что газосодержание пластовой воды, полученной из инт. 5855-5865 м в скв. 1 Черная Падина, является аномальным по отношению к региональному фону. Аналогичная ситуация отмечается при сравнении максимального фонового уровня давления насыщения газом пластовых вод и давления насыщения, зафиксированного по экспериментальным замерам в пластовой воде из скв. 1 Черная Падина (рис. 4(9.7)).

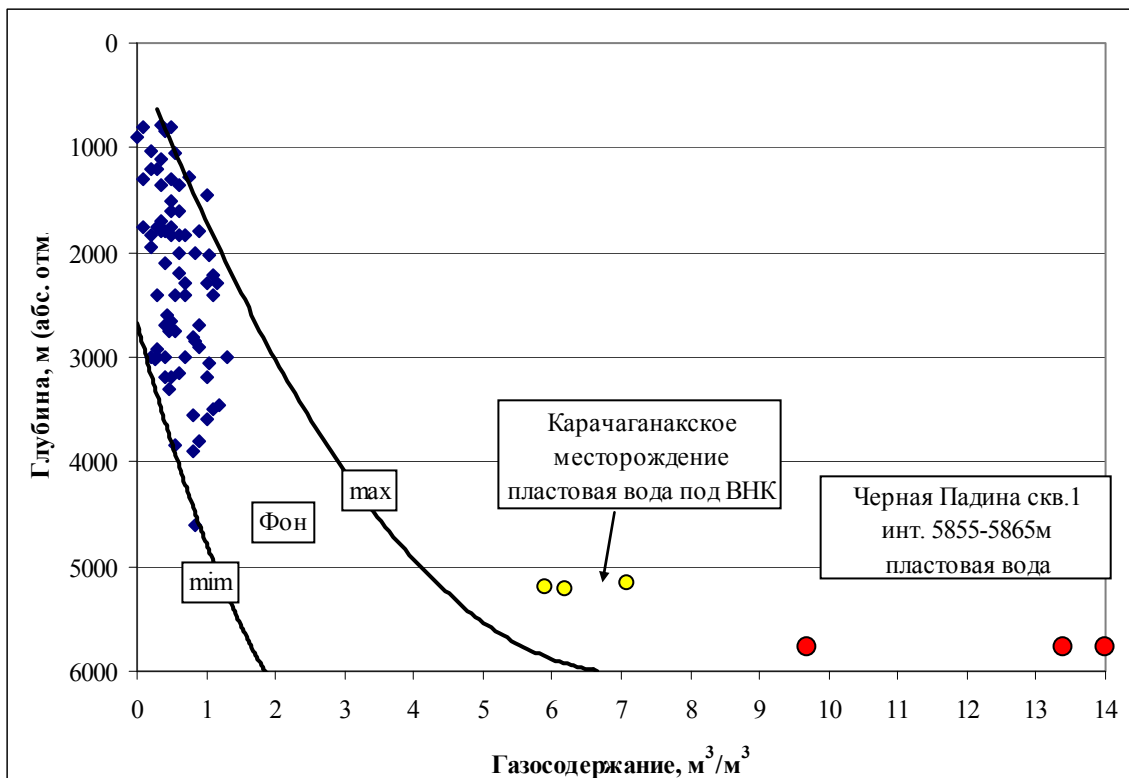


Рис. 6. Зависимость газонасыщенности пластовых вод от глубины залегания в каменноугольных и девонских отложениях северо-западной обррамления Прикаспийской впадины

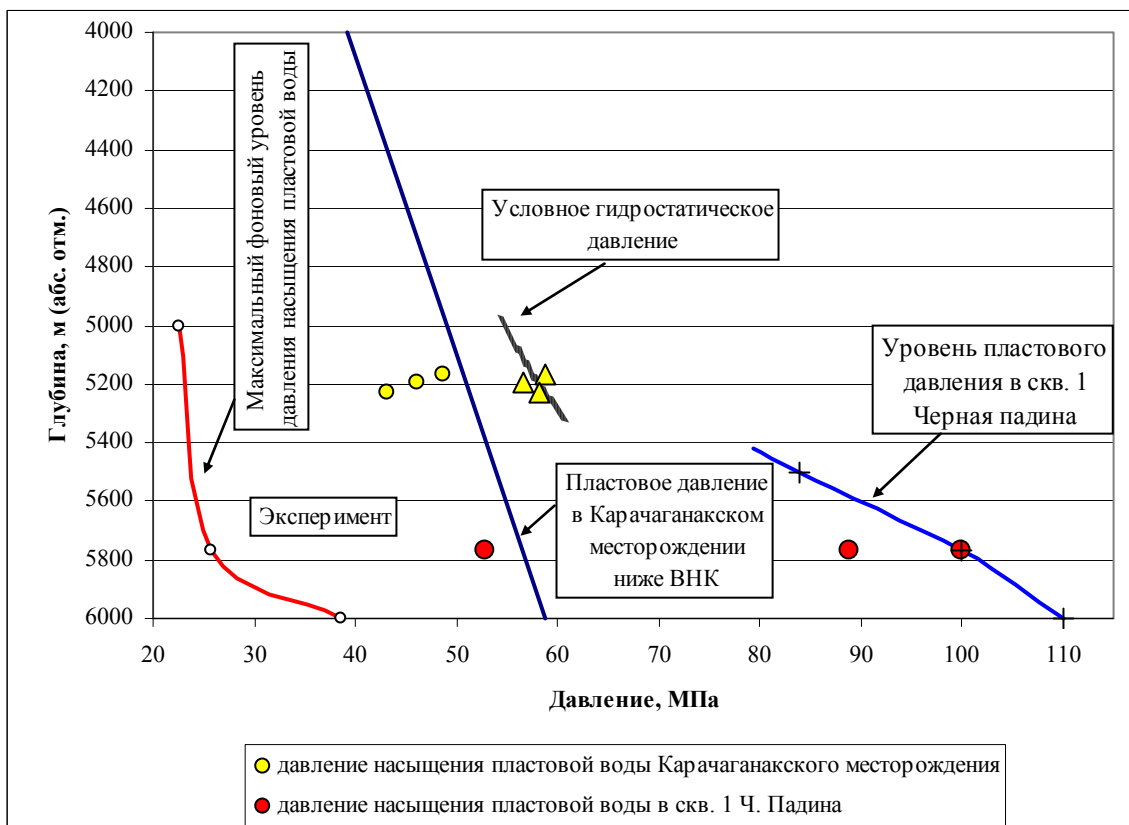


Рис. 7. Сравнение уровней давления насыщения пластовой воды в скв. 1 Черная падина (инт. 5855-5865м) и фоновых значений

Кривая максимального фонового уровня давления насыщения газом пластовых вод в глубинном интервале 5-6 км была получена путем снятия значений P_s с кривой на рис. 4 (зависимость P_s от газосодержания пластовой воды из скв. 1 Черная падина при температуре 132 °С) для установленного максимального уровня фоновых газосодержаний водорастворенных газов на рис. 6.

Проведенный анализ сопоставления гидрогеологической характеристики глубокопогруженных пластов на уровне фон – залежь по газосодержанию и давлению насыщению показывает, что повышенные значения предельно насыщенной газом пластовой воды, полученные в скв. 1 Черная Падина, вполне могут быть результатом влияния сопредельной УВ залежи. Однако, одним из факторов высокой газонасыщенности и перенасыщенности пластовой воды в зоне АВПД может являться большая степень гидрогеологической закрытости недр, практически исключающая отток газов и газированных вод [6, 7].

Следует также отметить, что оценка перспектив нефтегазоносности по составу водорастворенного газа в региональном плане затруднительна, поскольку максимальные ореолы рассеивания газообразных УВ от залежей не превышают 3 км по латерали и 300-400 м по вертикали [8]. Это положение подтверждается по Карачаганакскому и Астраханскому месторождениям (табл. 26, 27, рис. 8). Для сопоставления с составом газа, полученного из скв. 1 Черная падина (5855-5865 м), был проведен пересчет фактических составов водорастворенных газов по этим месторождениям с целью исключения влияния кислых газов. Вместе с тем, несмотря на неоднозначность показаний гидрогеологических параметров по газовому составу вод (табл. 13), значения по ряду нефтепоисковых показателей свидетельствуют о наличии ореольных зон преимущественно газовых и газоконденсатных залежей и, в меньшей мере, нефтяных.

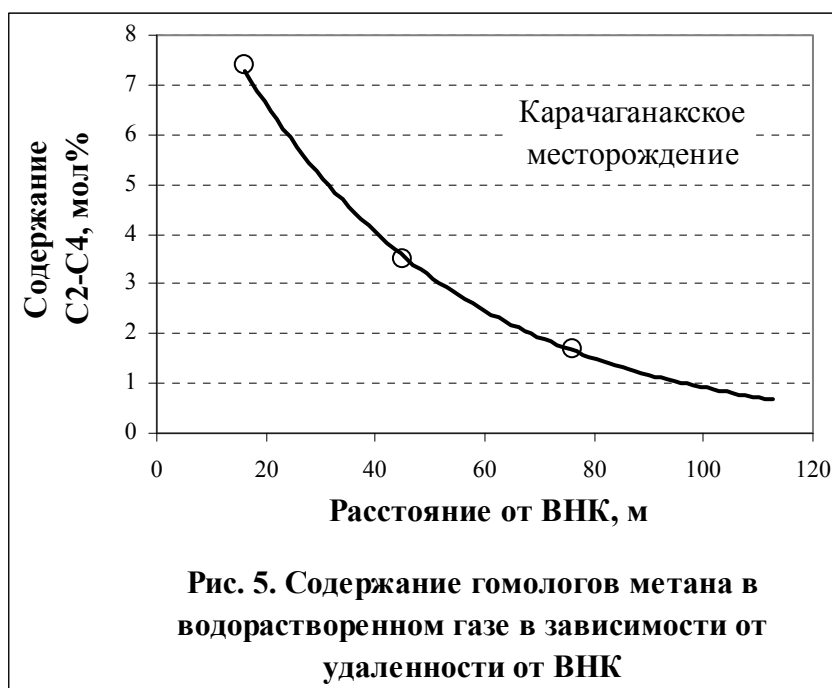
Состав водорастворенных газов Карачаганакского месторождения, отобранных ниже ВНК (-5150 м)

Фактический состав

| Скважина | 41 | 35 | 21 |
|---|-------------------|------------------|-------------------|
| Возраст | D ₃ fm | C ₁ S | D ₃ fm |
| Интервал, м | 5252-5261 | 5283-5288 | 5310-5322 |
| Компонент | мол.% | мол.% | мол.% |
| H ₂ | 0.02 | 0.00 | 0.28 |
| N ₂ | 15.98 | 0.86 | 6.91 |
| CO ₂ | 31.65 | 15.54 | 27.26 |
| H ₂ S | 11.22 | 23.40 | 26.48 |
| CH ₄ | 37.78 | 57.93 | 38.36 |
| C ₂ H ₆ | 2.81 | 1.66 | 0.52 |
| C ₃ H ₈ | 0.35 | 0.32 | 0.18 |
| C ₄ H ₁₀ | 0.13 | 0.29 | 0.01 |
| C ₅ H ₁₂₊ | 0.06 | | |
| Сумма | 100.00 | 100.00 | 100.00 |
| УВ/N ₂ | 3 | 70 | 6 |
| CH ₄ /C ₂ H ₆ +высш. | 11 | 26 | 54 |
| CH ₄ /C ₃ H ₈ +высш. | 70 | 95 | 202 |
| C ₂ -C ₄ | 3.29 | 2.27 | 0.71 |
| Пласт. давление, МПа | 58.8 | 56.58 | 58.29 |
| Температура, °С | 87.2 | 90.0 | 91.0 |
| Газосодержание, м ³ /м ³ | 7.1 | 5.9 | 6.2 |
| Давл. насыщения, МПа | 46.09 | 48.74 | 43.24 |

Пересчет фактического состава при
исключении H₂S и принятии CO₂ и N₂
на уровне 7.0% и 0.7%, соответственно
по аналогии состава газа из скв. 1 Черная
Падина (5855-5865 м)

| Скважина | 41 | 35 | 21 |
|---|---------------|---------------|---------------|
| Абс. отм., м | -5166 | -5195 | -5226 |
| Расстояние от ВНК | 16 м | 45 м | 76 м |
| Компонент | мол.% | мол.% | мол.% |
| H ₂ | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| N ₂ | 0.70 | 0.70 | 0.70 |
| CO ₂ | 7.00 | 7.00 | 7.00 |
| H ₂ S | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| CH ₄ | 84.78 | 88.82 | 90.62 |
| C ₂ H ₆ | 6.31 | 2.55 | 1.23 |
| C ₃ H ₈ | 0.79 | 0.49 | 0.43 |
| C ₄ H ₁₀ | 0.29 | 0.44 | 0.02 |
| C ₅ H ₁₂₊ | 0.13 | 0.00 | 0.00 |
| Сумма | 100.00 | 100.00 | 100.00 |
| УВ/N ₂ | 132 | 132 | 132 |
| CH ₄ /C ₂ H ₆ +высш. | 11 | 26 | 54 |
| CH ₄ /C ₃ H ₈ +высш. | 70 | 95 | 202 |
| C ₂ -C ₄ | 7.38 | 3.48 | 1.68 |



Состав водорастворенных газов Астраханского месторождения, отобранных ниже ВНК

Фактический состав

| Площадь | Астраханская | | Светло - Шаринская |
|---|----------------|-----------------|--------------------|
| | 12 | 8 | |
| Скважина | 12 | 8 | 2 |
| Возраст | C ₁ | C _{2b} | C _{2b} |
| Интервал, м | 4040-4078 | 4123-4137 | 4285-4298 |
| Компонент | | | |
| H ₂ | 0.00 | 0.66 | |
| N ₂ | 4.81 | 1.11 | 6.88 |
| CO ₂ | 26.99 | 33.83 | 28.6 |
| H ₂ S | 43.62 | 48.39 | 37.07 |
| CH ₄ | 24.06 | 15.49 | 27.2 |
| C ₂ H ₆ | 0.35 | 0.38 | 0.24 |
| C ₃ H ₈ | 0.08 | 0.07 | 0.01 |
| C ₄ H ₁₀ | 0.09 | 0.07 | |
| C ₅ H ₁₂₊ | | | |
| Сумма | 100.00 | 100.00 | 100.00 |
| УВ/N ₂ | 5 | 14 | 4 |
| CH ₄ /C ₂ H ₆ +высш. | 46 | 30 | 109 |
| CH ₄ /C ₃ H ₈ +высш. | 142 | 111 | 2720 |
| C ₂ -C ₄ | 0.52 | 0.52 | 0.25 |
| Газосодержание, м ³ /м ³ | 19.6 | 7.7 | |

Пересчет фактического состава при исключении H₂S и принятии CO₂ и N₂ на уровне 7.0% и 0.7%, соответственно по аналогии состава газа из скв. 1 Черная Падина (5855-5865 м)

| Площадь | Астраханская | | Светло - Шаринская |
|---|--------------|--------|--------------------|
| | 12 | 8 | |
| Скважина | 12 | 8 | 2 |
| Абс. отм., м | -4072 | -4143 | -4305 |
| ГНК, м | -4058 | -4058 | -4134 |
| Удаленность от ГНК: | | | |
| по вертикали | 14 м | 85 м | 171 м |
| по латерали | | | 8000 м |
| Компонент | | | |
| H ₂ | | | |
| N ₂ | 0.70 | 0.70 | 0.70 |
| CO ₂ | 7.00 | 7.00 | 7.00 |
| H ₂ S | | | |
| CH ₄ | 90.3 | 89.3 | 91.5 |
| C ₂ H ₆ | 1.3 | 2.2 | 0.8 |
| C ₃ H ₈ | 0.30 | 0.40 | 0.03 |
| C ₄ H ₁₀ | 0.34 | 0.40 | 0.00 |
| C ₅ H ₁₂₊ | | | |
| Сумма | 100.00 | 100.00 | 100.00 |
| УВ/N ₂ | 132 | 132 | 132 |
| CH ₄ /C ₂ H ₆ +высш. | 46 | 30 | 109 |
| CH ₄ /C ₃ H ₈ +высш. | 142 | 111 | 2720 |
| C ₂ -C ₄ | 1.95 | 3.00 | 0.84 |

ЛИТЕРАТУРА

1. Былинкин Г.П., Брусиловский А.И. Новый подход к оценке степени насыщенности пластовых нефтяных и газоконденсатных смесей и критериев их фазового состояния. - Геология нефти и газа, 1991, № 9, с. 14-18.
2. Инструкция по применению Классификации запасов месторождений, перспективных и прогнозных ресурсов нефти и горючих газов. Инструкция о содержании, оформлении и порядке представления в ГКЗ СССР материалов по подсчету запасов нефти и горючих газов. - М., Изд. ГКЗ СССР, - 1984, - 64с. (Государственная комиссия по запасам полезных ископаемых при Совете Министров СССР).
3. Намиот А.Ю. Фазовые равновесия в добыче нефти. - М., Недра, 1976, -183 с.
4. Дурмишьян А.Г. Газоконденсатные месторождения. - М., Недра, 1979, - 335 с.
5. Старобинец Н.С. Газогеохимические показатели нефтегазоносности и прогноз состава углеводородных скоплений. - М., Недра, 1986, - 206 с.
6. Корценштейн В.Н. Методика гидрогеологических исследований неф-тегазоносных районов. – М.: Недра, 1991.
7. Корценштейн В.Н. Растворённые газы подземной гидросферы. – М.: Недра, 1984.
8. Зингер А.С., Жутова А.К., Кудинова А.С. Ореолы рассеяния нефтяных и газовых залежей. – Саратов: Изд-во СГУ, 1973.

11. Глубокопогруженные пластовые флюиды

В представленной главе изложены результаты многолетних исследований авторов по научному обоснованию принципов и методов, направленных на решение проблемы повышения достоверности оценки фазового состояния и подсчета запасов высоконасыщенных пластовых флюидов. Эта проблема возникла при разведке и подсчете запасов глубокопогруженных нефтяных и газоконденсатных месторождений и остается актуальной, поскольку в общем объеме открытий залежей углеводородного сырья доля высоконасыщенных пластовых флюидов продолжает возрастать. Глубокопогруженные пластовые системы обладают специфическими чертами, обусловленными жесткими термобарическими условиями и составом флюидов. Применение к ним традиционных методов исследования оказывается неинформативным и ведет к некорректной оценке запасов нефти, газа, конденсата и коэффициентов их извлечения. Решению этой проблемы, имеющей большое научное и практическое значение, посвящено много работ в отечественной и зарубежной практике. Однако эти исследования освещают отдельные вопросы и направлены, главным образом, на совершенствование традиционных методов.

Настоящие исследования полностью акцентированы на комплексное решение поставленной проблемы на основе новых оригинальных подходов оценки параметров фазового состояния и подсчета запасов высоконасыщенных пластовых флюидов. Для эффективного достижения поставленной цели использован достаточно большой объем кондиционных материалов экспериментального исследования пластовых флюидов с широким спектром состава, свойств, фазового состояния и термобарических условий уникальных по запасам глубокопогруженных нефтяных и газоконденсатных месторождений Прикаспийской впадины и других нефтегазоносных бассейнов. Такой подход, базирующийся на качественных результатах исследования пластовых систем на аппаратуре PVT нового поколения с использованием современного термодинамического аппарата, предопределяет достоверность решения проблемы. Эти предпосылки позволили выявить новые явления, характерные для глубокопогруженных залежей, и разработать корректное методическое обеспечение исследования высоконасыщенных пластовых флюидов.

11.1. Характерные типы распределения параметров нефтяных и газоконденсатных систем

Для решения прогнозных задач, объективного подсчета запасов и рациональной разработки месторождений представляет теоретический и практический интерес выявление характерных типов распределения физико-химических свойств флюидов и их фазового

состояния по глубинному разрезу и площадному распространению глубокопогруженных крупных природных резервуаров.

Основные закономерности изменения свойств нефтей и ретроградных жидкостей в пределах отдельных залежей довольно широко освещены в литературных источниках [19, 21, 25, 26, 42, 55]. В большинстве случаев изменение свойств нефти соответствует принципу гравитационной дифференциации [19, 21]. Последнее выражается в том, что в направлении от кровельной части пласта к зоне водонефтяного контакта (ВНК) возрастают плотность, вязкость нефти, и соответственно, изменяются значения газосодержания, давления насыщения. В составе нефтерастворенного газа отмечается тенденция возрастания жирности газа по мере облегчения нефти [21, 51]. В ряде случаев плотность газа и его состав проявляют обратную тенденцию [21]. В пределах газоконденсатных и нефтегазоконденсатных залежей во многих регионах наблюдается прямая зависимость содержания компонентов C_{5+} в пластовом газе от глубины [26, 43, 55], часто имеющая экспоненциальный характер. Наряду с этим имеет место возрастание плотности конденсата и, соответственно, доли в нем нафтеновых и, главным образом, ароматических УВ с параллельным утяжелением фракционного состава [42, 43, 55]. Вместе с тем, как в нефтяных, так и в газоконденсатных залежах встречаются случаи, когда эти зависимости либо не проявляются (что связано с большим разбросом значений параметров), либо имеют противоположную направленность [21, 25]. Эти факты объясняются, с одной стороны, влиянием на типичные газоконденсатные системы нефтяных оторочек, расположенных в верхних частях многопластовых продуктивных разрезов [25], с другой - воздействием тектонических подвижек, что обуславливало изменение пластового давления на определенных этапах существования залежи [21]. Соответственно, разгазирование пластовых нефтей приводило к образованию газовых шапок с относительно сухим газом. На последующих этапах газ мог либо уходить, либо вновь растворяться в нефти в случае погружения. По данным А.И. Хазнаферова [51], в пределах Краснодарского края существенное влияние на дифференциацию значений основных параметров нефтей оказывает амплитуда залежей. При этом наиболее четко дифференциация проявляется в случае, когда высота залежей составляет 130-160 м. В противоположность этому исследования по Западной Сибири показывают, что для большинства залежей, несмотря на охарактеризованность месторождений достаточным количеством проб, четко выраженной дифференциации свойств нефтей не фиксируется, даже при амплитудах до 200 м, поскольку выравнивание концентрации протекает весьма медленно, о чем свидетельствует наличие термодинамической неравновесности в большинстве нефтяных и газоконденсатных залежей [39]. Различия ощущаются только в некоторых недонасыщенных пластовых залежах при повышенных газосодержаниях (бо-

лее 200 м³/т), так как в насыщенных системах, как правило, отбираются непредставительные пробы [21]. Имеют место случаи, когда дифференциация нефтей связана не столько с гипсометрией залежи, сколько с пространственным расположением скважин [21].

Установленные отклонения свойств нефтяных и газовых систем от направленностей классических схем позволяют рассматривать последние как вероятные тенденции распределения значений параметров в пределах месторождений. Очевидно, что дальнейшее изучение этого вопроса на мелких и средних залежах окажется неинформативным. В связи с этим, несомненна актуальность исследования изменения свойств пластовых углеводородных флюидов в пределах глубокопогруженных уникальных по запасам массивных месторождений. Вместе с тем, достаточная охарактеризованность кондиционными пробами супербольших объемов залежей с внутрирезервуарной сообщаемостью позволяет получить корректные выводы о характерных типах распределения параметров нефтяных и газоконденсатных систем¹.

Однофазные нефтяные системы. Наиболее типичными представителями высокоамплитудных (от 500 до 1000 м и более) однофазных нефтяных залежей являются следующие месторождения: Тенгиз (Прикаспийская впадина), Северо-Брагунское, Правобережное, Октябрьское (Восточное Предкавказье, Терско-Сунженская НГО), Белый Тигр (Южный Вьетнам) и др. Эти уникальные залежи находятся в относительно жестких термобарических условиях. Диапазоны начальных пластовых давлений и температур составляют соответственно от 37 до 97 МПа и от 105 до 190°C в глубинном интервале от -3100 до -5650 м. В рассматриваемых месторождениях продуктивные отложения представлены карбонатными породами (Тенгизское, Северо-Брагунское, Правобережное, Октябрьское месторождения) и трещиноватыми гранитами докайнозойского кристаллического фундамента (месторождение Белый Тигр).

В пластовых условиях нефти всех этих месторождений сильно пережаты. Значения начальных пластовых давлений превышают давления насыщения на 20-70 МПа, что дает возможность без особых затруднений отобрать кондиционные глубинные пробы в однофазном состоянии и, следовательно, базироваться на надежных результатах исследований.

Анализ показывает, что, независимо от термобарических условий, состава и возраста вмещающих отложений, во всех высокоамплитудных массивных глубокопогруженных залежах не отмечается ощутимой дифференциации флюидов и отсутствует какая-либо определенная направленность изменения свойств и состава нефтей и газов сепарации. Из рисунка 1 следует, что основные параметры пластовых и сепарированных нефтей: газосо-

¹ Параметры глубокопогруженных нефтяных и газоконденсатных систем представлены на рисунках по пробам, отобраным при начальных термобарических условиях.

держание, давление насыщения, плотность, вязкость - по мере возрастания глубины ведут себя довольно постоянно, с определенным разбросом значений. При этом очевидно, что с увеличением охарактеризованности разреза фактическими данными, дисперсия возрастает. Значения плотности пластовой нефти (рис. 1.3) при слабо изменяющихся газосодержании и плотности сепарированной нефти (рис. 1.1, 1.4) являются функцией термобарических условий. Давление и температура действуют разнонаправленно² и, в определенной степени, компенсируют друг друга, что, в свою очередь, обуславливает относительное постоянство значений плотности пластовой нефти по разрезу месторождения. Отсутствие ощутимой дифференциации нефтей в залежах с внутрирезервуарной сообщаемостью при супербольших этажах нефтеносности объясняется относительно облегченным составом нефтей. Последние характеризуются минимальным содержанием смол, асфальтенов и высоким выходом легкокипящих компонентов, что является причиной относительно низкой плотности сепарированных нефтей от 810 до 830 кг/м³. Расчеты по оценке влияния силы тяжести на изменение плотности этих пластовых нефтей по алгоритму, предложенному А.Ю. Намиотом [39], свидетельствуют о сравнительно малой величине этого эффекта. Так, теоретически, пластовая нефть с плотностью 630 кг/м³ с погружением на 1000 м при достижении равновесных условий должна утяжелиться всего до 636 кг/м³, что входит в пределы ошибок при отборе и анализе параллельных проб. В дополнение к этому, увеличение температуры в залежи с возрастанием глубины, в некоторой степени препятствует действию силы тяжести путем выравнивания концентрации компонентов при тепловом движении молекул. В отличие от рассматриваемых флюидов, в составе более тяжелых неглубокопогруженных нефтей имеются компоненты, плотность которых в растворенном состоянии больше средней плотности смеси, и поэтому в результате воздействия силы тяжести они могут осаждаться, облегчая тем самым верхнюю часть залежи. При этом эффект Сорре в залежах небольшой высоты практически не проявляется.

Составы нефтерастворенных газов, как и свойства пластовых и сепарированных нефтей, довольно постоянны по высоте залежей. Очевидно, что пережатость и недонасыщенность рассматриваемого типа пластовых нефтей препятствуют перераспределению газовых компонентов, растворенных в жидкой фазе.

² Возрастание давления действует в сторону уменьшения плотности пластовой нефти, а рост температуры - в сторону увеличения.

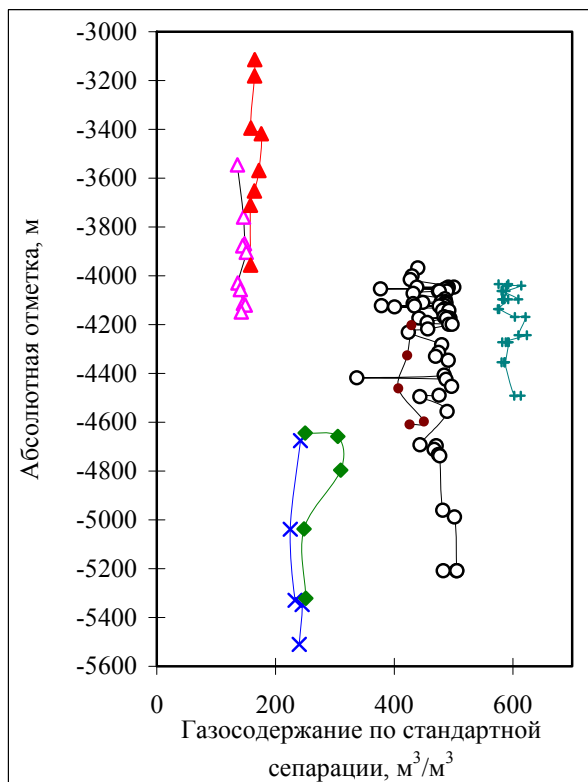


Рис. 1.1. Распределение газосодержания в крупных массивных нефтяных месторождениях

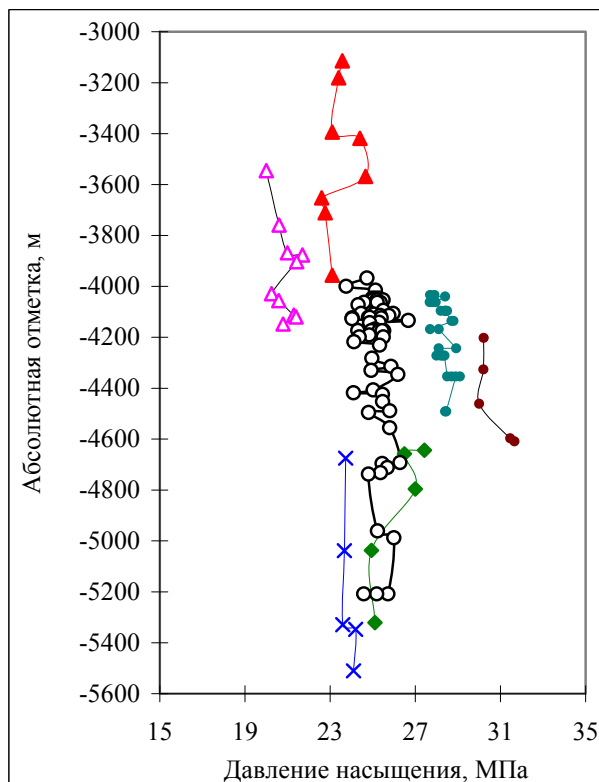


Рис. 1.2. Распределение давления насыщения в крупных массивных нефтяных месторождениях

- | | | |
|-------------------|----------------------|-----------------------|
| ○ Тенгиз | △ Белый Тигр (запад) | ▲ Белый Тигр (Восток) |
| × Сев. Брагунское | ◆ Правобережное | ● Октябрьское |
| + Z | | |

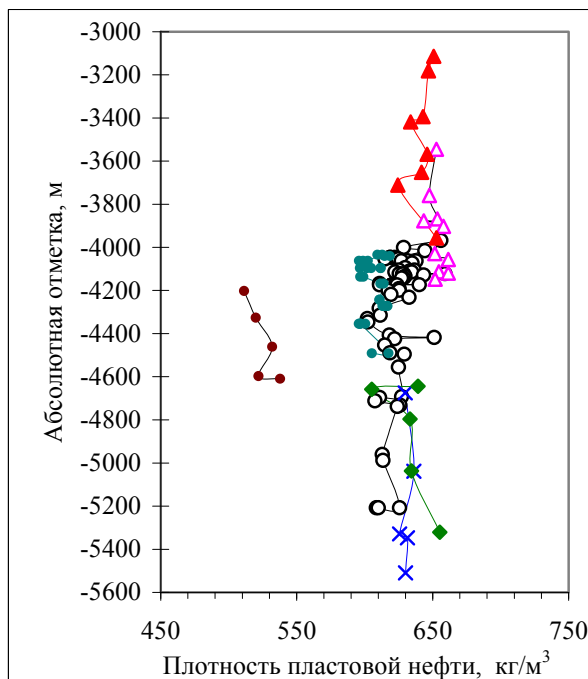


Рис. 1.3. Распределение плотности пластовой нефти в крупных массивных нефтяных месторождениях

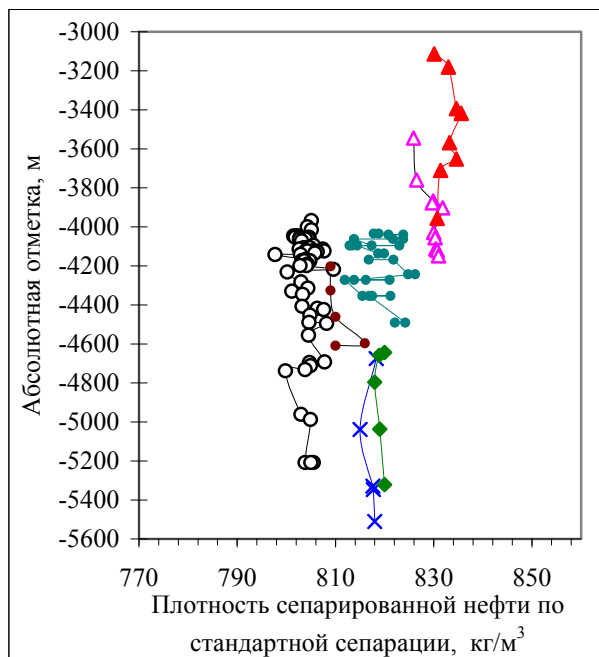
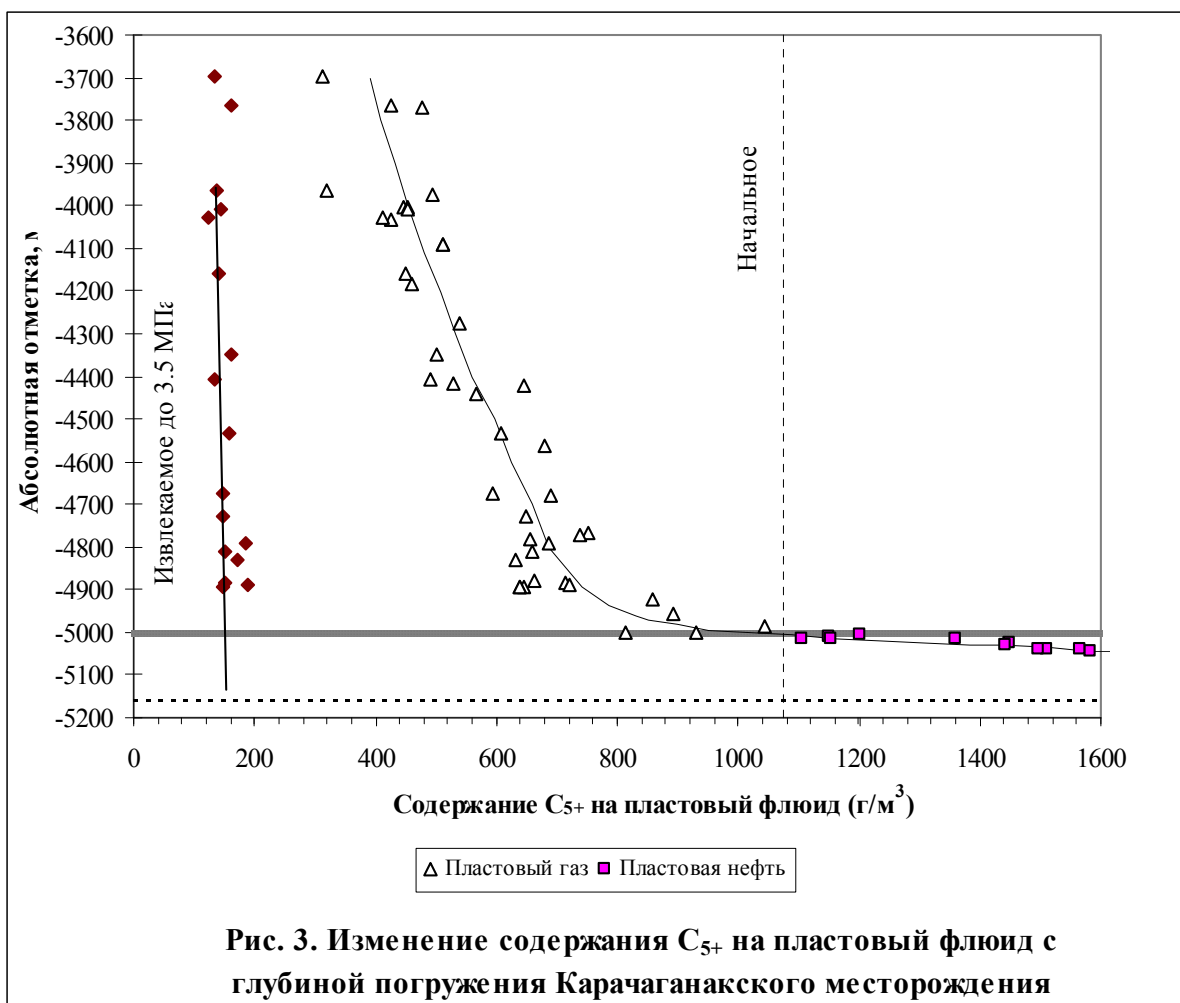
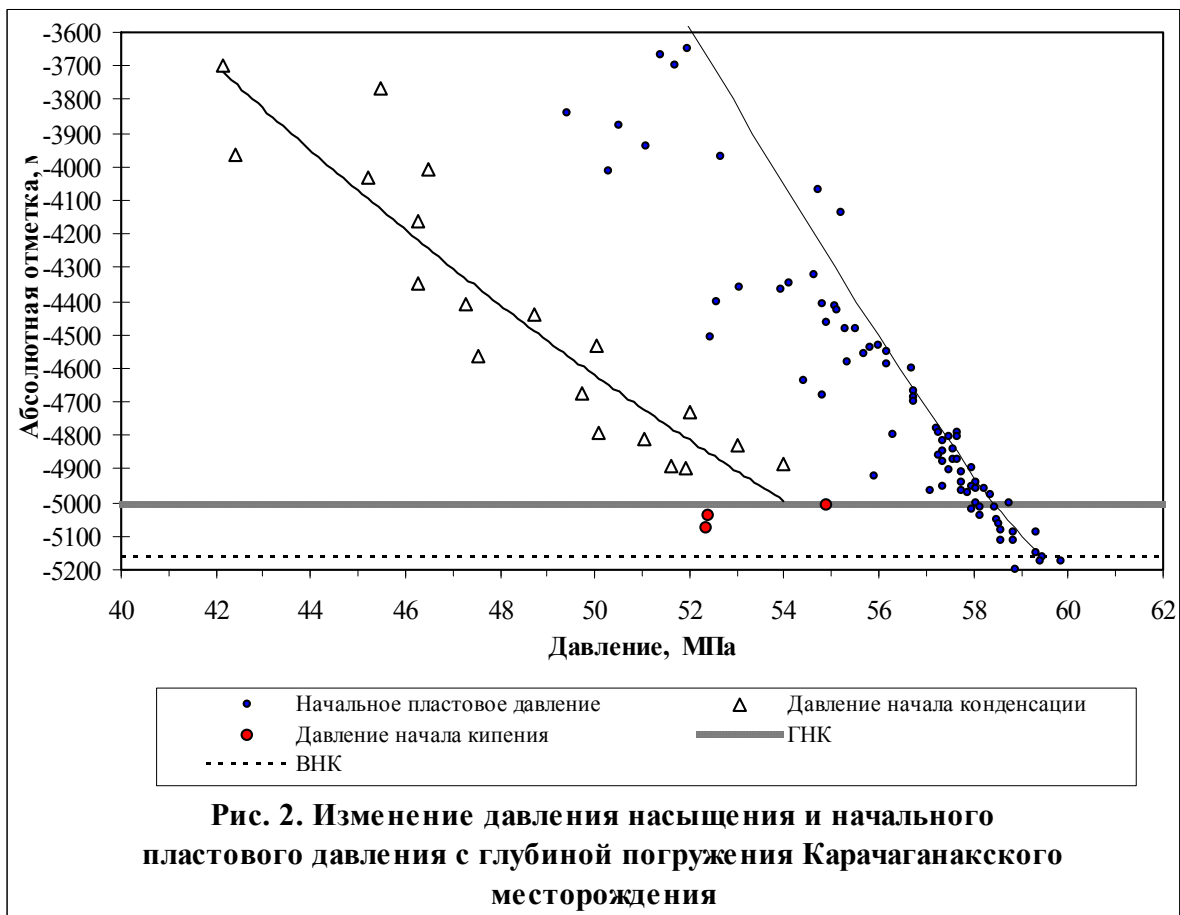


Рис. 1.4. Распределение плотности сепарированной нефти в крупных массивных нефтяных месторождениях

Нефтегазоконденсатные и однофазные газоконденсатные системы. Характер изменения свойств нефтегазоконденсатных и однофазных газоконденсатных систем рассмотрен на примере крупных глубокопогруженных массивных залежей Прикаспийской впадины (Карачаганакское и Астраханское месторождения), являющихся уникальными эталонными объектами. При исследовании Карачаганакской пластовой нефтегазоконденсатной системы представляется возможность проследить, с одной стороны, закономерности изменения свойств и состава высококонденсатонасыщенного газа по высоте залежи на протяжении 1370 м, с другой - классический фазовый переход флюида из газового состояния в жидкое без видимых границ раздела и своеобразие нефтяной подушки (оторочки). В противоположность этому, в Астраханском однофазном газоконденсатном месторождении высота продуктивной части всего 200 м, но залежь имеет широкое площадное распространение (30 x 100 км). Это позволяет оценить особенности изменения свойств и состава газоконденсатной смеси с аномально высоким содержанием кислых компонентов по площади месторождения.

Исследование Карачаганакского нефтегазоконденсатного месторождения показало, что направленность изменения основных показателей пластового газа и нефти, проявляющаяся в типичных мелких и средних двухфазных залежах, принципиально не отличается от таковой в крупных глубокопогруженных месторождениях, но имеет более четко выраженный характер (рис. 1-4).

Исследования показали, направленная обратная связь содержания компонентов C_{5+} и коэффициента их извлечения (рис. 3, 4.2) определяет постоянство извлекаемых компонентов C_{5+} на пластовый газ практически во всем глубинном интервале месторождения. Установлено, что по мере роста начального пластового давления (P_i) происходит одновременное увеличение коэффициента сверхсжимаемости (Z), что обуславливает относительное постоянство величины $P_i \backslash Z_{(P_i)}$ и в определенной мере стабилизирует начальные удельные запасы пластового флюида по высоте Карачаганакского месторождения (рис. 4.3) при относительно постоянном составе сухого газа (без C_{5+}). Одновременно с этим в связи с увеличением содержания компонентов C_{5+} в составе пластового газа удельные потенциальные запасы конденсата возрастают (рис. 4.3). Установленные факты значительно упрощают решение прогнозных задач в пределах подобных месторождений.



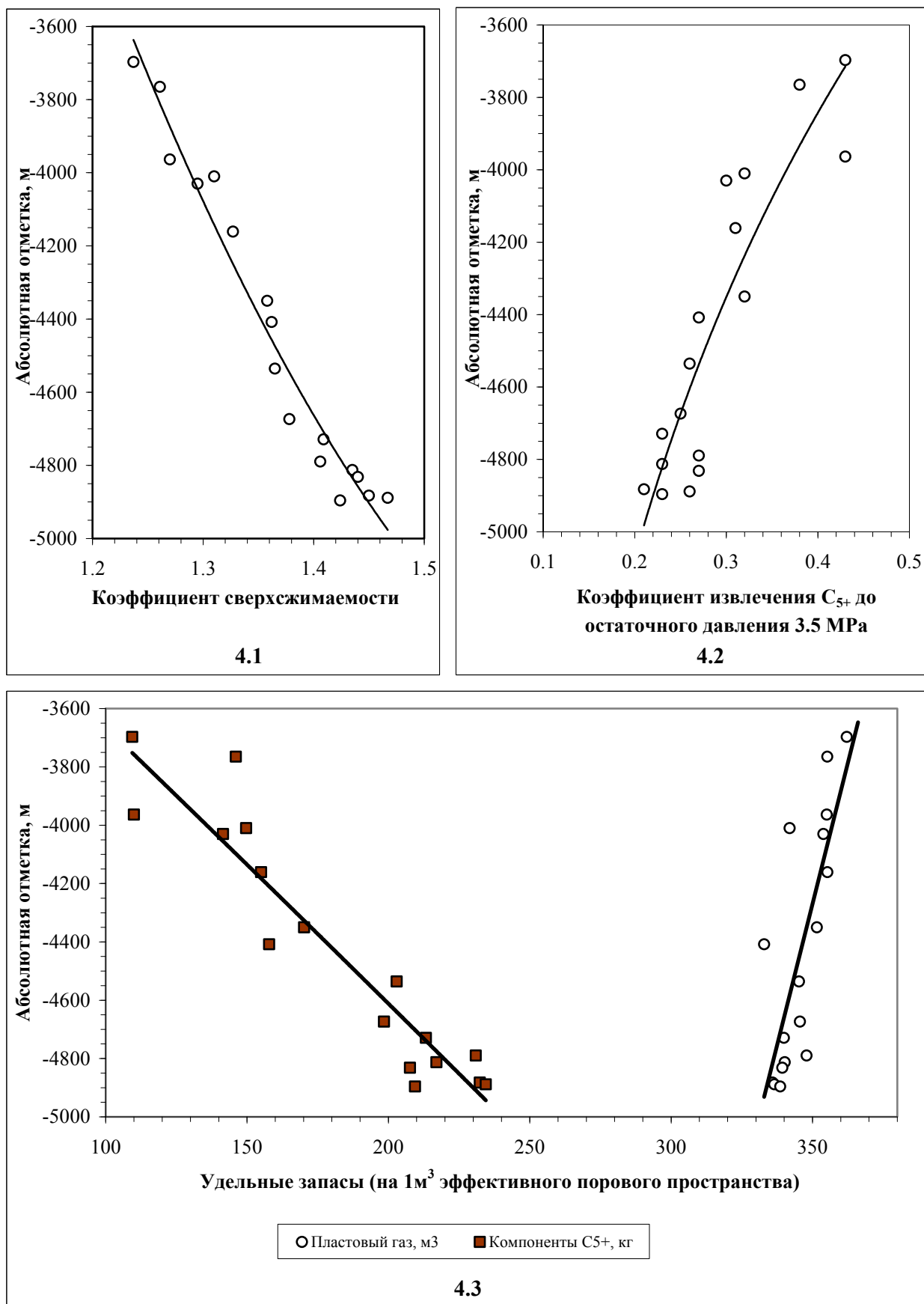


Рис. 4. Изменение параметров пластового газа по глубине Карачаганакского месторождения

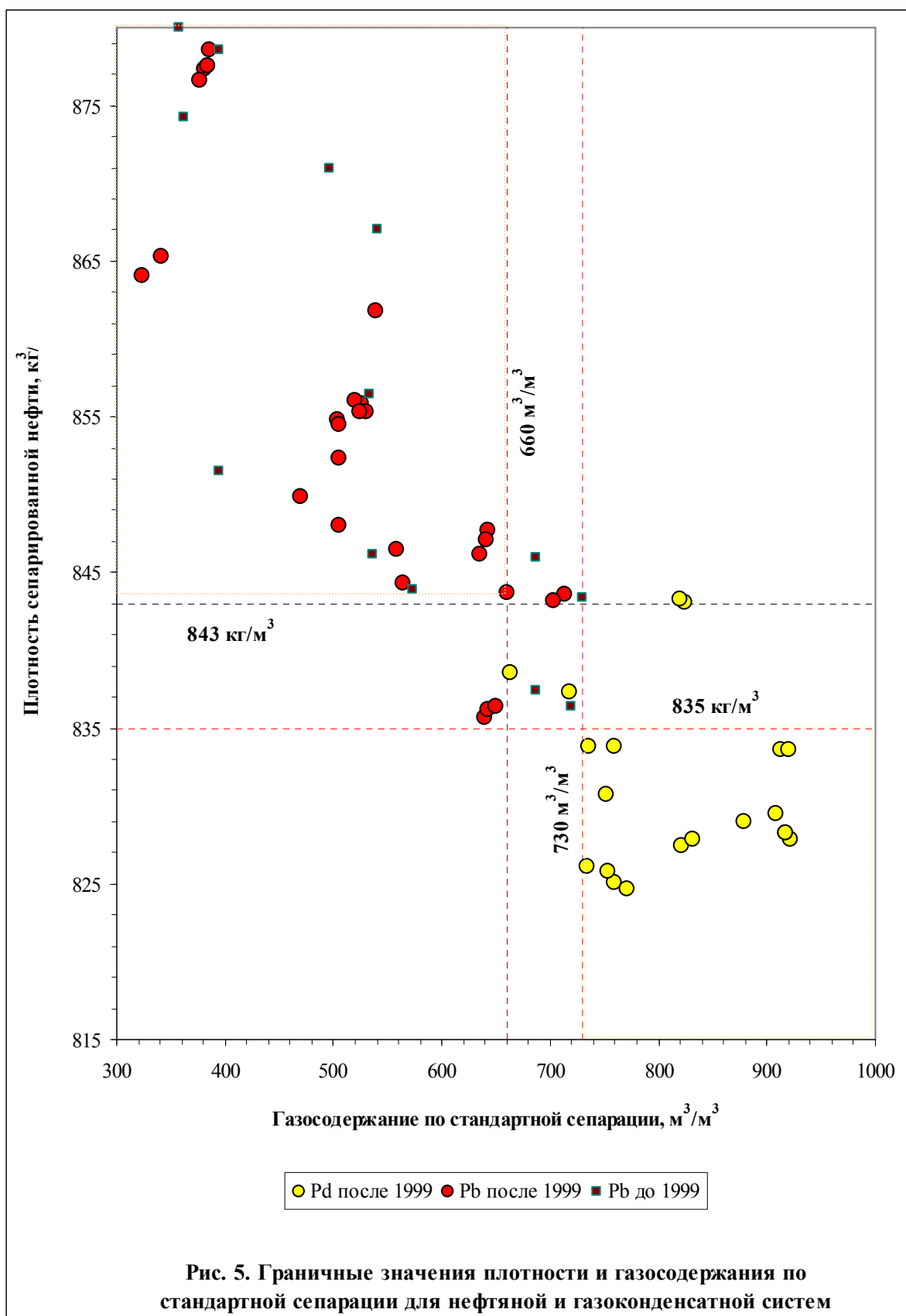
Определено, что флюидальная система Карачаганакского месторождения с термодинамических позиций является незавершенной. Максимум дефицита насыщения фиксируется в присводовой части структуры. По мере погружения пластовая газоконденсатная система стремится к насыщению, однако на уровне газонефтяного контакта (ГНК) давление начала конденсации не достигает начального пластового давления. Более того, с приближением к водонефтяному контакту нефтяная система становится существенно «недо-насыщенной» (рис. 2). Последние исследования представительных пластовых флюидов из северной зоны подтверждают этот вывод, показывая еще более низкие значения давлений насыщений пластовых нефтей и газов, отобранных на уровне ГНК и ниже. Адекватный характер изменения основных параметров газоконденсатных месторождений наблюдается в гораздо менее амплитудных месторождениях в Западно-Сибирском, Бухаро-Хивинском и других регионах [8, 24, 33, 34]. Поэтому, на примере Карачаганакского месторождения наиболее ярко проявляется классический тип поведения показателей термодинамической пластовой системы нефтегазоконденсатного месторождения.

Практика исследования показала, что наиболее сложным аспектом в подобных месторождениях является оценка фазового состояния в переходной газонефтяной зоне, где газоконденсатная и нефтяная системы сосуществуют равновесно, при этом очевидно, что должен осуществляться плавный переход из газового в жидкое состояние, без видимых границ раздела.

Использование традиционных критериев для идентификации фазового состояния пластовых систем по физико-химической характеристике жидких флюидов в этом случае затруднительно, поскольку они обладают близкими свойствами как в надконтактной, так и подконтактной зонах. Для оценки граничных значений плотности и газосодержания для нефтяной и газоконденсатной систем были использованы данные стандартной сепарации (рис.5).

Анализ показал, что в условиях Карачаганакского месторождения пластовые флюиды, имеющие точку начала конденсации, характеризуются газосодержанием более $730 \text{ м}^3/\text{м}^3$ и плотностью сепарированной нефти менее $835 \text{ кг}/\text{м}^3$. С другой стороны при газосодержании менее $660 \text{ м}^3/\text{м}^3$ и плотности сепарированной нефти более $843 \text{ кг}/\text{м}^3$ пластовые флюиды имеют точку начала кипения и относятся соответственно к нефтяным системам. Вместе с тем ряд скважин (7, 14, 44 и др.) попадают в промежуточную зону летучих нефтей и высоконасыщенных компонентами C_{5+} пластовых газов. Некондиционность ряда проб с позиций отбора не должна влиять на выявленные граничные критерии, поскольку они выявлены по взаимосвязи параметров между собой. Более того, граничное газосодер-

жание в пределах диапазона $660\text{-}730\text{ м}^3/\text{м}^3$ подтверждается экспериментальными исследованиями по закачке газа в нефть.

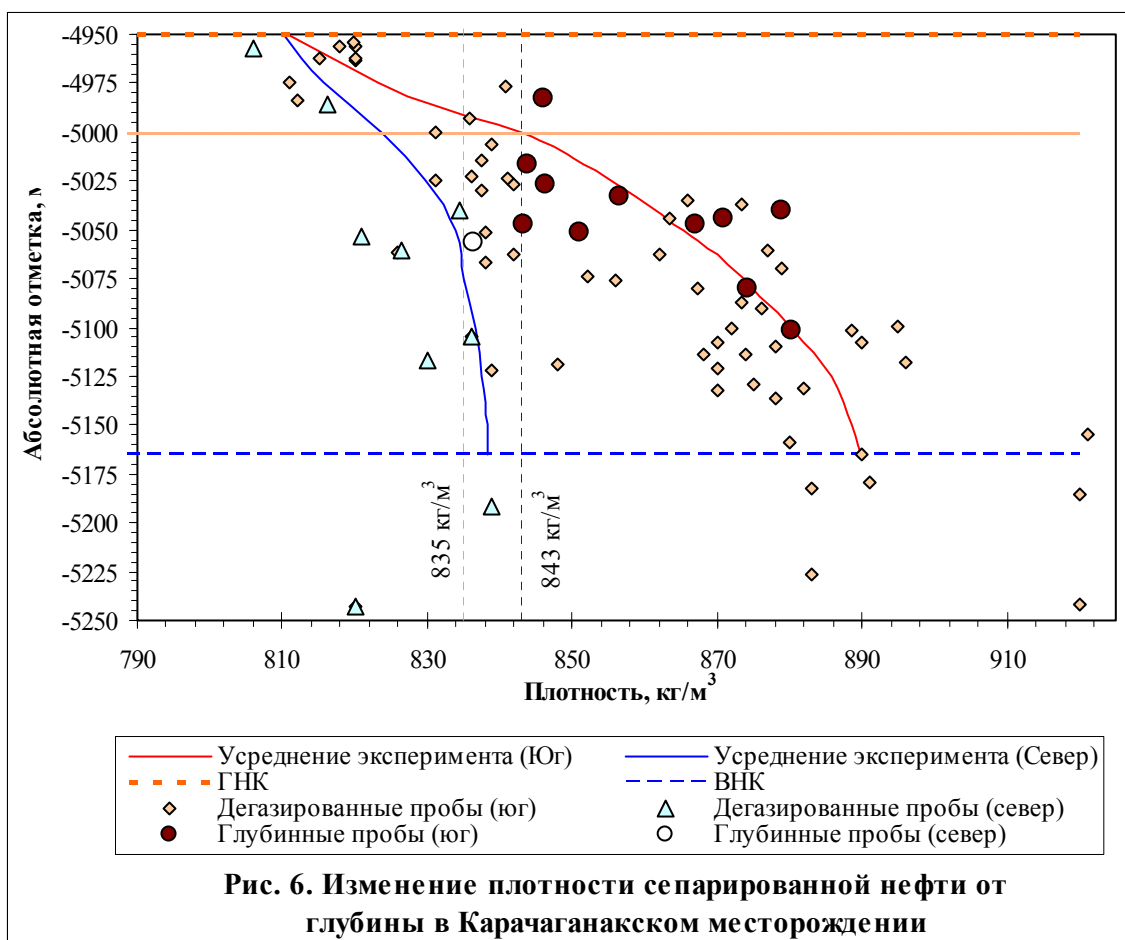


Рассмотрение распределения содержания C_{5+} в пластовом флюиде с глубиной залегания (по осредненной кривой) показывает, что ниже отметки -4950 м происходит изме-

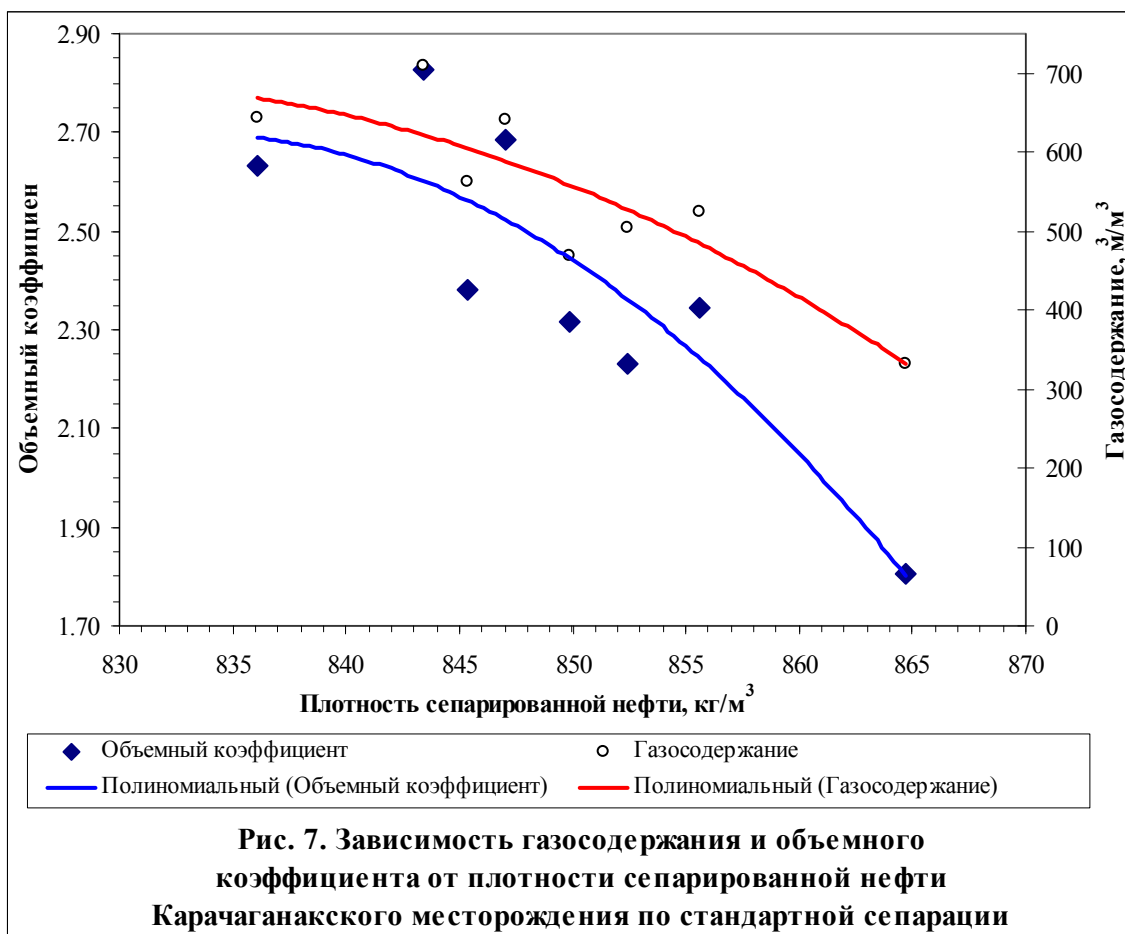
нение наклона линии C_{5+} . Наиболее резкий перегиб отмечается начиная с отметки -4980 м и после этого линия выполаживается. Судя по фактическим данным при увеличении содержания C_{5+} до 1100 г/м^3 пластовая система находится в газовом состоянии, а при дальнейшем увеличении концентрации C_{5+} система переходит в жидкое состояние.

Аналогичные изломы с возрастанием глубины отмечаются и по другим взаимосвязанным параметрам: плотность пластового флюида, молярная масса, мольная доля C_1N_2 и C_{7+} . Таким образом, определяется, что типичные нефти (black oil) располагаются в южной зоне на отметке ниже -5000, а выше, в пределах 20-ти метрового интервала, может располагаться переходная зона. В северном регионе околоскритическая зона распространяется вплоть до ВНК. Вместе с тем, эти выводы базируются на точках, отвечающих серединам приточных интервалов и, основываясь на значениях отметок интервалов вскрытия можно полагать, что уровень ГНК в южной зоне может быть в пределах глубинного диапазона от -4950 до -5000 м.

Уникальность Карачаганакского месторождения выражается также в том, что ниже ГНК встречен практически весь спектр природных глубокозалегающих пластовых нефтей: от легких до тяжелых, рис. 6.



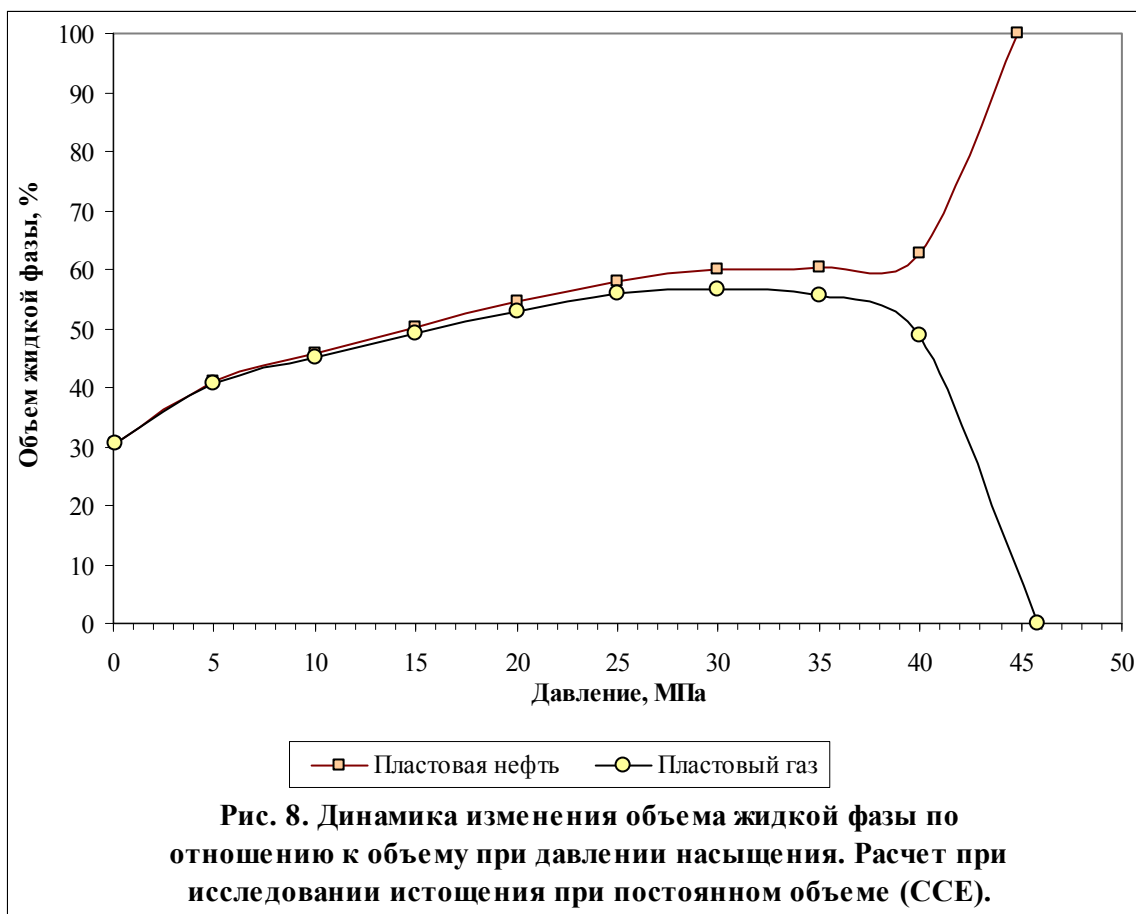
Пластовые нефти характеризуются аномально высоким газосодержанием (от 330 до 840 м³/м³), рис. 7. В добавлении к этому, при увеличении плотности сепарированной нефти происходит снижение газосодержания (GLR) и объемного коэффициента (V_o), рис. 7.



Выявленные зависимости (рис. 6) позволяют с определенной степенью достоверности оценивать подсчетные показатели (GLR и V_o) по значению плотности сепарированной нефти (P=0.1 МПа, t=20 °С) в объектах, не охарактеризованных глубинными пробами.

Этот материал позволил получить представления о характере распределения свойств нефтяной системы в пределах глубокопогруженного массивного коллектора. Исследования показали, что, несмотря на внутривнеуварную сообщаемость, в пределах нефтяного слоя выявляются различные типы дифференциации нефтей и определенная зональность их распространения. Анализ изменения плотности сепарированной нефти от глубины погружения показывает, что в южной части месторождения представлен полный ряд изменения плотности нефти от 843 до 895 кг/м³ с направленной зависимостью плотности нефти от глубины (рис. 6). Наиболее тяжелые нефти с увеличенным содержанием асфальтово-смолистых веществ, с плотностью до 920 кг/м³, встречены в зоне ВНК и ниже. В направлении к северной зоне, отделяющейся от южной - субширотным разломом с амплитудой до 200 м, происходит сокращение объема тяжелой нефти. В северной и частично в северо-восточной частях месторождения имеют место окологкритические пластовые флюиды. Эта

часть залежи менее дренирована процессом разработки и все пробы с позиции кондиционности отбора являются представительными. Из этой зоны отобрано четыре глубинных пробы. По трем пробам зафиксировано давление начала конденсации. Четвертая отобранная проба, оказалась в жидком состоянии. В добавление к этому, согласно критериям граничных значений плотности жидкости в стандартных условиях (рис. 5), пробы из скв. 6, 7, 13, 24, 40, 42, 139D подтверждают околокритическое и газовое состояние флюидов этой зоны, которые могут присутствовать в пласте либо в газовом, либо в жидком состоянии. Между тем, обращает на себя внимание скв. 6 и 24, в которых по всей высоте рассматриваемой зоны получены легкие жидкие флюиды с плотностью до 825 кг/м^3 вплоть до уровня ВНК и ниже. Одновременное распространение в северной зоне пластовых газов и летучих нефтей не вносит существенных погрешностей в схему разработки, так как при небольшом снижении давления фазовое поведение как нефтяной системы, так и газовой - практически не отличается, поскольку в первом случае происходит выделение больших объемов насыщенного C_{5+} газа, во втором – осуществляется интенсивный процесс конденсации. В результате, эти системы сближаются по содержанию жидкой фазы (рис. 8).



Различие северной и южной зон фиксируется также по составу сухого газа (C_1N_2 , C_2-C_4 , H_2S) и его плотности. Пробы, отобранные из северной зоны, характеризуются повышенной плотностью газа, содержанием гомологов метана и сероводорода.

Термодинамическая незавершенность пластовой системы, существенная дифференциация нефти и ее зональность могут быть объяснены поэтапным характером формирования залежи³. С точки зрения генезиса месторождения существующая дифференциация нефти с существенным изменением ее плотности в небольшом глубинном интервале вполне закономерна и могла сформироваться следующим образом. Первоначально после отложения нижнепермского флюидоупора была сформирована однородная залежь летучей нефти с высоким газосодержанием, подобно Тенгизской⁴. При последующем поступлении газа газосодержание пластовой нефти могло превысить критический уровень, и легкая нефтяная система вполне могла перейти в газоконденсатное состояние с соответствующей дифференциацией компонентов C_{5+} . При этом, в нижней части структуры осталась зона первичной легкой нефти. После этого с юга и юго-запада в ловушку поступали дополнительные порции газа более поздней генерации, и поэтому в этой части осуществлялось дифференциальное растворение легкокипящих нефтяных УВ в газе. Максимальная экстракция нефти относительно сухим газом осуществлялась в подошвенной части залежи, поскольку по мере проникновения через нефтяную подушку газ насыщается компонентами C_{5+} в наибольшей степени в нижней части залежи. Этот вывод подтверждается данными экспериментального моделирования фазовых переходов Карачаганакского пластового флюида [13]. В результате в южной части месторождения представлен полный ряд изменения плотности нефти от 843 до 895 кг/м³. На севере, отделенным низкопоровым коллектором и разломной зоной, нефтяная оторочка не подверглась дифференциальному растворению и поэтому не содержит в подошвенной части утяжеленных нефтей. Однако, в пределах отдельных проницаемых зон, при оттеснении нефтяной оторочки в северной части также происходили процессы изменения фазового состояния, выражающиеся в переходах летучей нефти в газовое состояние.

Предельная заполненность Карачаганакской ловушки УВ газообразного и нефтяного ряда, а также относительно низкая температура предполагают существование в нижележащих девонских отложениях (при наличии ловушек) как нефтяных, так и газоконденсатных систем. Однако, получение притоков недонасыщенной нефти с низким газосодержа-

³ Высказанные предположения по поводу формирования Карачаганакского месторождения, основанные на анализе физико-химической характеристики газов, конденсата, нефти и битумоидов, достаточно противоречивы и не объясняют в достаточной мере современное термодинамическое состояние пластовой системы и существенную дифференциацию нефти. Критический анализ предложенных схем [8, 40, 55, 38], приведен в работе [13]. В связи с этим, авторами предлагается новая концепция, базирующаяся на результатах экспериментального моделирования фазового поведения пластовой системы Карачаганакского месторождения, дополняющая и уточняющая существующие точки зрения.

⁴ На время отложения нижнепермского флюидоупора нижележащие отложения находились в ГЗН ($МК_1$ - $МК_3$), и, следовательно, вполне могли обеспечить формирование залежи летучей нефти с высоким газосодержанием, подобно Тенгизской. При этом идентичность молекулярно-массового распределения n-алканов и близкая степень преобразованности нефти в Карачаганакском и Тенгизском месторождениях подтверждает однотипность исходного РОВ, послужившего источником УВ для этих залежей [13].

нием (от 54 до 186 м³/м³), из глубинных интервалов 5690 -5690 м и 6120-6256 м в скв. D-1, свидетельствует об изолированности и самостоятельном генезисе глубокопогруженных девонских залежей (табл. 1).

В противоположность Карачаганакскому, в Астраханском месторождении не отмечается направленного изменения содержания компонентов группы C₅₊ в пластовом газе в пределах относительно небольшой высоты залежи (200 м). Вместе с тем, по площади месторождения от периферийной юго-западной зоны к центру в составе пластовой смеси происходит увеличение начальной концентрации C₅₊ от 125 до 275 г/м³ (рис. 9). Наряду с этим, в составе пластового газа наиболее ощутимые изменения фиксируются по кислым компонентам (CO₂, H₂S), концентрация которых направленно возрастает с северо-востока на юго-запад от 25 до 50 мол.%. (рис. 10). В то же самое время существует прямая связь содержаний CO₂ и H₂S при коэффициенте корреляции 0.84 (рис. 11). Подобная незавершенная система при значительно меньшей концентрации H₂S в пластовом газе имеется на Оренбургском газоконденсатном месторождении [28], сопоставимом по площадному распространению с Астраханским.

Существенный запас пластовой энергии и более низкое содержание конденсата в Астраханском пластовом газе (относительно Карачаганакского) является причиной более высокого извлечения компонентов группы C₅₊. Коэффициенты извлечения C₅₊ в Астраханском месторождении при снижении давления в залежи до 3.5 МПа, достигают уровня от 0.55 до 0.78 (против 0.21 - 0.43 в Карачаганакском месторождении), рис. 12.

Неравномерность распределения кислых компонентов и содержания конденсата в пластовом газе, а также его существенную недонасыщенность можно объяснить с позиций поэтапного формирования залежи. Предполагается, что первоначально в присводовой части ловушки формировался насыщенный газоконденсатный раствор с гораздо меньшим содержанием кислых компонентов, возможно на уровне Карачаганакского месторождения.

Табл. 1. Сведения по отбору, свойства нефти и состав газа сепарации, отобранных из среднедевонских отложений Карачаганакского месторождения

| Скважина | | D-1 | |
|--|--------------------------------|------------------------|---------------|
| Интервал перфорации | м | 5690-5712 5735-5750 | 6120- 6256 |
| Начальное пластовое давление (P _i) | МПа | 92 | |
| Пластовая температура (t _i) | °С | 96 | |
| Промысловые данные | | | |
| Штуцер | мм | 6 | 3 |
| Давление сепарации | МПа | 1.8 | |
| Температура сепарации | °С | 30 | |
| Дебит газа | м ³ /сут | 4820 | 3980 |
| Дебит дегазированной нефти | м ³ /сут | 25.87 | 73.6 |
| Газовый фактор | м ³ /м ³ | 186.3 | 54.1 |
| | | 222.9 | 64.1 |
| Плотность дегазированной нефти | кг/м ³ | | 843.0 |
| Дебит воды | м ³ /сут | | 6.2 |
| Плотность воды | кг/м ³ | | 0.115 |

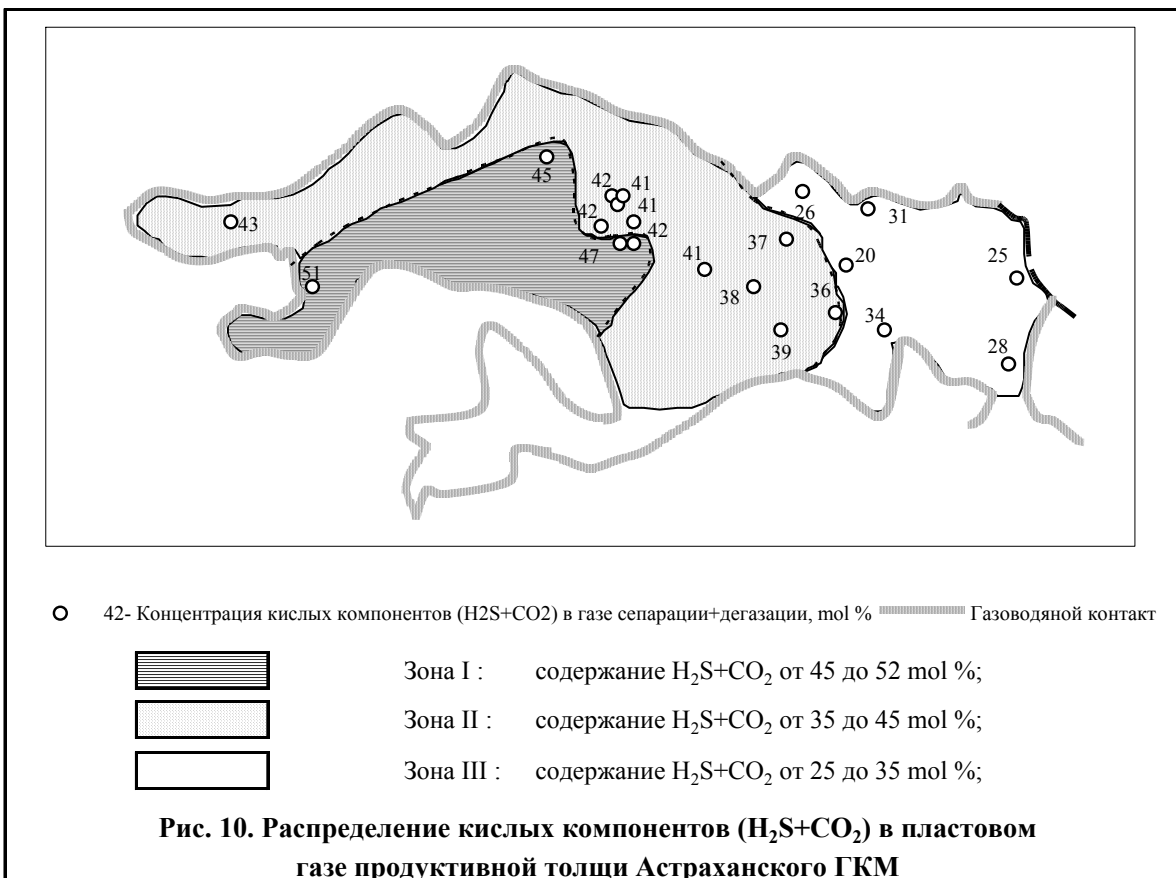
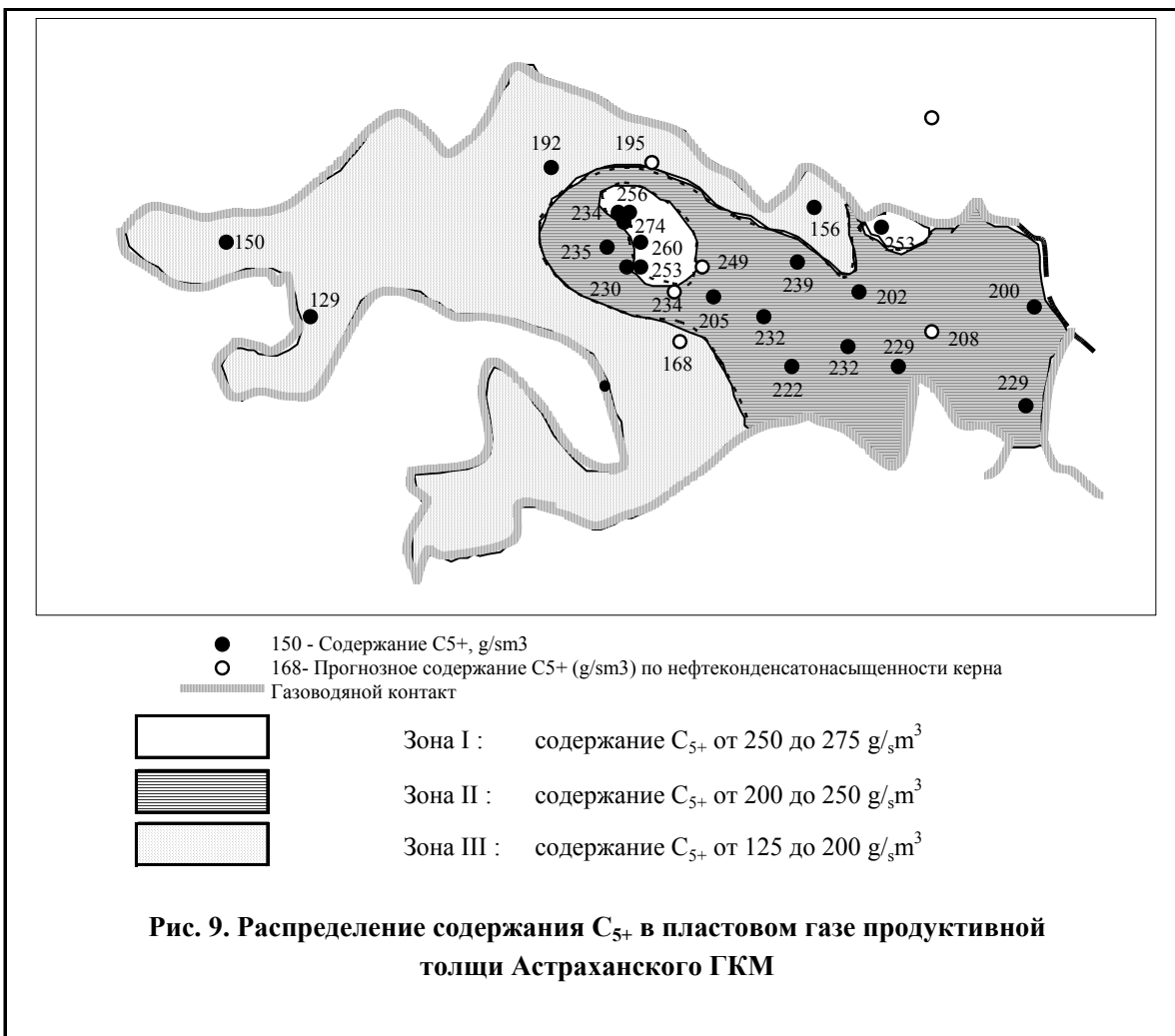
| Данные по отбору проб | | |
|------------------------------|---|-----------|
| Тип пробы | | глубинная |
| Глубина отбора | м | 5000 |
| Пробоотборник | | Jenteal |

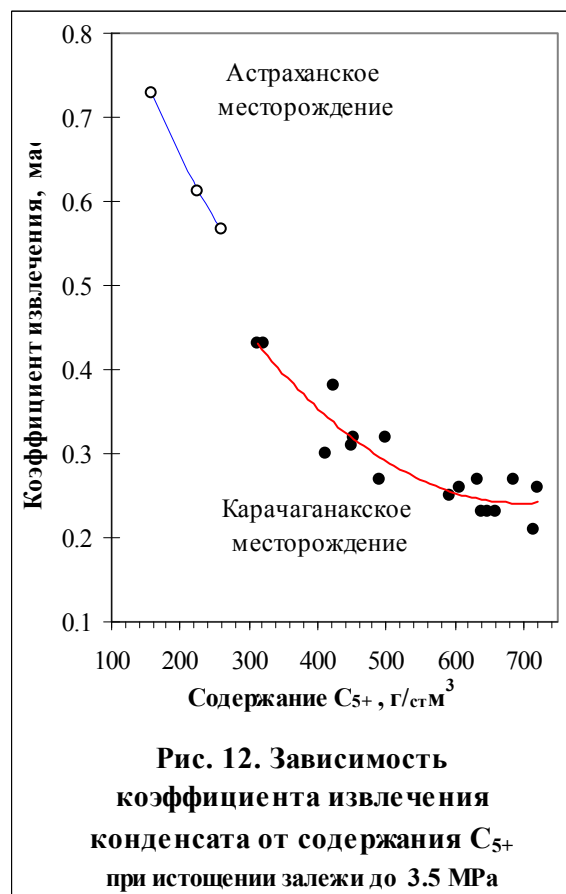
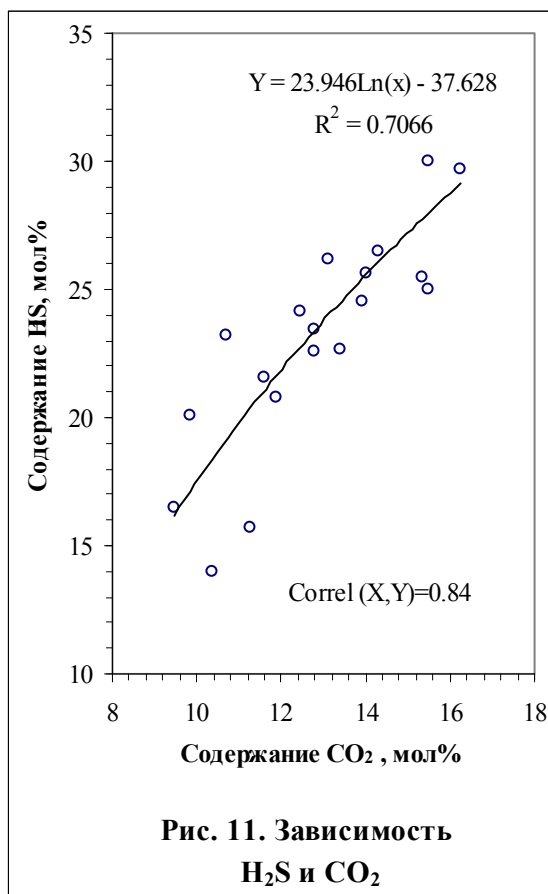
Состав газа стандартной сепарации

| | мол. % |
|----------------------------------|--------|
| N ₂ | 0.86 |
| CO ₂ | 10.62 |
| H ₂ S | 2.20 |
| CH ₄ | 36.96 |
| C ₂ H ₆ | 21.34 |
| C ₃ H ₈ | 18.05 |
| i-C ₄ H ₁₀ | 2.03 |
| n-C ₄ H ₁₀ | 5.64 |
| i-C ₅ H ₁₂ | 0.99 |
| n-C ₅ H ₁₂ | 0.61 |
| Pseudo C ₆ | 0.66 |
| Pseudo C ₇ | 0.04 |
| | 100.00 |

| СВОЙСТВА ПЛАСТОВОЙ НЕФТИ | | |
|---|--------------------------------|-----------|
| Начальное пластовое давление (P _i) | МПа | 92 |
| Пластовая температура (t _i) | °С | 96 |
| ПОКАЗАТЕЛИ | | |
| Давление начала кипения (при t _i) | МПа | 16.58 |
| Коэффициент сжимаемости (от P _i до P _s) | л/МПа | 18.00E-04 |
| Вязкость пластовой нефти (P _i , t _i) | мПа.с | 1.91 |
| Однократное разгазирование | | |
| Газосодержание | м ³ /м ³ | 176.0 |
| | м ³ /т | 210.5 |
| Объемный коэффициент (P _i , t _i) | | 1.430 |
| Плотность пластовой нефти (P _i , t _i) | кг/м ³ | 748.2 |
| Плотность газа сепарации | кг/м ³ | 1.3480 |
| Плотность сепарированной нефти | кг/м ³ | 836.0 |
| Молярная масса сеп. нефти | г/мол | 172 |
| Фракционный состав сепарированной нефти | | |
| Начало кипения | °С | 61 |

| Выход фракций при температуре | | |
|--------------------------------------|------|------|
| 100 °С | об.% | 4.5 |
| 125 °С | об.% | 9.3 |
| 150 °С | об.% | 15.5 |
| 200 °С | об.% | 28.5 |
| 250 °С | об.% | 40.3 |
| 300 °С | об.% | 53.2 |
| 350 °С | об.% | 67.4 |





Одновременно при формировании месторождения в купольной части вполне мог происходить процесс выпадения высокомолекулярных УВ. Расчеты по уравнению состояния, адаптированные к экспериментальным исследованиям, показывают, что давление начала конденсации Астраханской пластовой смеси с небольшим содержанием CO₂ и H₂S (6-10 %) должно быть не менее 50 МПа. С другой стороны, пластовое давление за вычетом парциального давления кислых компонентов (24-28 %) могло составлять 43-44 МПа, что может свидетельствовать о предельной насыщенности палеогазоконденсатной смеси и о реальности выпадения конденсата при тектонических подвижках. На более поздних этапах в ловушку поступила основная масса первичной газоконденсатной смеси с небольшим содержанием конденсата на уровне 100 г/м³, а также имел место подток кислых компонентов со стороны кряжа Карпинского. В результате повысилось пластовое давление и снизилось давление начала конденсации. Вследствие увеличения растворяющей способности пластового газа произошло обратное испарение в газовую фазу выпавших ранее высокомолекулярных углеводородов, и, соответственно, в коллекторах продуктивной части Астраханского месторождения осталось незначительное количество так называемой “остаточной нефти”, не извлекаемой при эксплуатации месторождения. Экспериментальные данные показывают, что в условиях Астраханского месторождения для повышения содержания конденсата на 100-200 г/м³, как это фиксируется на современной схеме распре-

деления его содержания, необходимо дорастворить всего 4-8 % жидких УВ, приходящихся на поровое пространство коллектора. [15].

Таким образом, исследование углеводородных пластовых флюидов в пределах глубоководных уникальных по запасам месторождений с внутривыбуриваемой сообщаемостью позволило выявить характерные типы распределения параметров нефтяных и газоконденсатных систем:

Тип I присущ для однофазных нефтяных высокоамплитудных месторождений и имеет следующие характерные признаки:

Пережатость и недонасыщенность газом пластовой системы, проявляющиеся в том, что начальное пластовое давление существенно превышает давление начала кипения пластовой нефти.

Отсутствие ощутимой дифференциации свойств пластовых и сепарированных нефтей по всему глубинному разрезу залежи.

Тип II свойственен нефтегазоконденсатным высокоамплитудным месторождениям и характеризуется следующими чертами:

Незавершенность термодинамического состояния пластовой системы, выражающаяся в том, что максимум дефицита насыщения фиксируется в присводовой части структуры. По мере погружения пластовая газоконденсатная система стремится к насыщению, однако на уровне газонефтяного контакта давление начала конденсации не достигает начального пластового давления, с приближением к водонефтяному контакту нефтяная система становится существенно «недонасыщенной».

Плавный переход из газового состояния в жидкое без видимых границ раздела.

Относительное постоянство состава сухого газа, удельных объемов пластового флюида, при возрастании содержания C_{5+} и их плотности в составе пластового газа по высоте залежи.

Снижение газосодержания пластовой нефти при одновременном увеличении плотности сепарированной нефти от ГНК к водонефтяному контакту.

Тип III проявляется в однофазных газоконденсатных системах со значительным площадным распространением и характеризуется следующими признаками:

Пережатость и недонасыщенность компонентами C_{5+} пластовой системы, проявляющиеся в том, что начальное пластовое давление существенно превышает давление начала конденсации пластового газа.

Неравновесность состава пластового газа, отражающаяся в зональности распределения кислых компонентов и C_{5+} по площади месторождения.

Выявленные характерные типы распределения параметров нефтяных и газоконденсатных систем глубокопогруженных месторождений на кондиционных фактических материалах позволяют обоснованно решать прогнозные задачи, связанные с экстраполяцией параметров пластовых флюидов.

11.2. Оценка фазового перехода пластовых флюидов

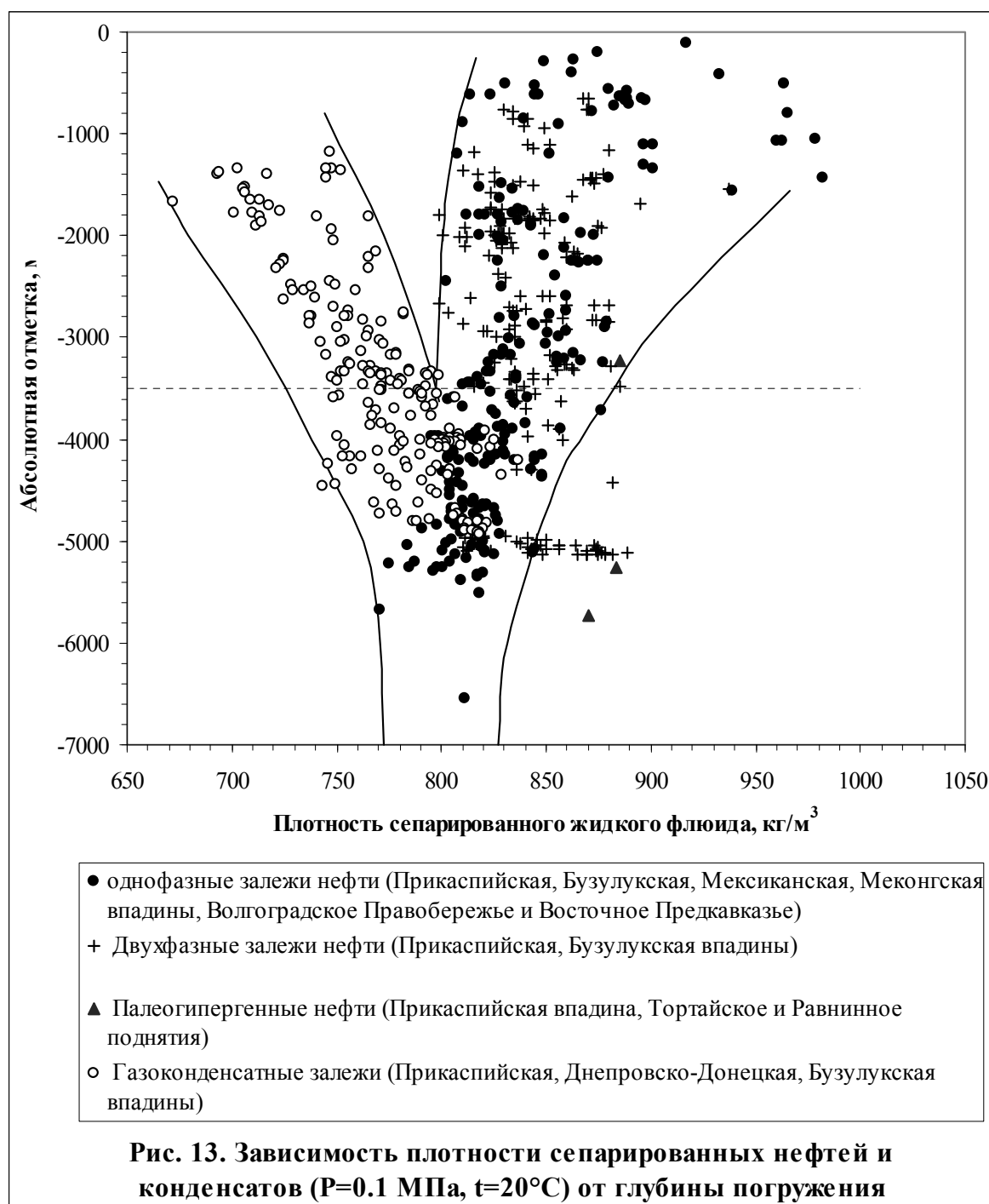
По мере возрастания глубин бурения в общем объеме открытий новых месторождений углеводородного сырья ощутимо возрастает доля околокритических пластовых флюидов с высоким газо- и конденсатосодержанием. В этих системах плотность дегазированных нефтей может снижаться до 770 кг/м^3 , а конденсатов - увеличиваться до 840 кг/м^3 . Эти факты иллюстрируется на рис. 13, на котором представлена зависимость плотности жидких сепарированных УВ от глубины их погружения во всем вскрытом диапазоне осадочной толщи глубокопогруженных нефтегазоносных регионов. Для построения графика систематизированы данные по месторождениям Прикаспийской, Бузулукской, Днепровско-Донецкой, Примексиканской и Меконгской впадин [8, 12, 25, 53, 54 и др.].

Представленные графические данные показывают, что по мере погружения месторождений происходит направленное сближение свойств сепарированных нефтей и конденсатов. Начиная с глубины -3500 м, в области повышенных давлений и температур, характерных для глубокопогруженных месторождений, диапазон изменения плотности сепарированных флюидов существенно сужается до $770\text{-}830 \text{ кг/м}^3$. Увеличение плотности конденсатов и уменьшение плотности дегазированных нефтей приводит к нивелированию их различий. При этом, на глубинах свыше -5000 м встречаются нефти, плотность которых в стандартных условиях существенно ниже по сравнению с конденсатами. Эти факты характерны для однофазных месторождений нефти. В противоположность этому, в двухфазных залежах, в пределах нефтяных оторочек, плотность нефтей с глубиной существенно возрастает (типичный пример - Карачаганакское месторождение).

В отличие от региональной направленности в отдельных нефтяных и в газоконденсатных залежах встречаются случаи, когда общепризнанные зависимости изменения свойств флюидов либо не проявляются, либо имеют противоположную направленность.

Изложенные факты свидетельствуют о том, что традиционные методы распознавания типа залежи по физико-химической характеристике жидкого флюида, справедливые для неглубокопогруженных месторождений [41, 44, 45, 47, 55], становятся недостаточно информативными при анализе глубокопогруженных залежей. Основная сложность заключается в том, что эти пластовые флюиды могут находиться в околокритическом состоянии, где при незначительном изменении газосодержания происходит резкое изменение

критической температуры (T_c). В связи с этим, пластовая смесь при одном и том же составе жидкого флюида может находиться как в газообразном ($T_i > T_c$), так и в жидком ($T_i < T_c$) состоянии.



Фактические данные по исследованию фазового состояния пластовых флюидов [32, 55, 5] свидетельствуют о том, что имеется весьма широкий перекрывающийся граничный интервал переходной зоны из нефтяного состояния в газоконденсатное и наоборот. Вместе с тем, не существует однозначности в определении граничных значений плотности

флюида и газосодержания (GLR). Так, в работе Дж. Амикса, Д. Басса и Р. Уайтинга (1962) в качестве критерия перехода из нефтяного состояния в газоконденсатное дается газосодержание на уровне $1200 \text{ м}^3/\text{м}^3$, притом, нефти с высокой и низкой усадкой должны характеризоваться плотностью $780\text{-}850 \text{ кг}/\text{м}^3$. Наиболее низкие значения этих параметров в переходной зоне определяются по исследованиям Ч.Кронквиста (1979), согласно которым интервал неопределенности ограничивается газосодержанием от 270 до $620 \text{ м}^3/\text{м}^3$, при плотности сепарированных товарных жидкостей от 720 до $880 \text{ кг}/\text{м}^3$. Экспериментальные исследования фазовых переходов нефтяных и газоконденсатных систем Прикаспийской, Днепровско-Донецкой впадин и Восточного Предкавказья, охватывающих практически весь диапазон состава природных пластовых смесей, подтверждают существование широкого диапазона переходной зоны (рис. 14). Из этого следует, что неоднозначность выше приведенных мнений в определении значений переходной зоны фазового изменения пластовых систем обусловлена различием состава флюидов, анализируемых этими исследователями, поскольку установлено, что значение критического газосодержания (GLR_c), при котором пластовый флюид может переходить из жидкого состояния в газообразное и наоборот, определяется составом газовых и жидких (C_{5+}) компонентов и температурой.

При увеличении молярной массы углеводородных газов и компонентов C_{5+} критическое газосодержание увеличивается, а при возрастании температуры – уменьшается. Введение в систему H_2S повышает критическое газосодержание [18]. Объяснение приведенной направленности изменения GLR_c заложено в значениях критических температур исходных компонентов пластовой смеси. В табл. 2 на примере исследования бинарных смесей дается сравнительная характеристика значений критических газосодержаний при изменении состава газа, высокомолекулярных компонентов и температуры. В свете изложенного становятся объяснимы причины изменения GLR_c в глубокопогруженных пластовых смесях. Особенно четко влияние состава газа на возрастание критического газосодержания отмечается на примере Тенгизского месторождения (рис. 14), отличающегося присутствием в составе газовой фазы значительных концентраций сероводорода и гомологов метана.

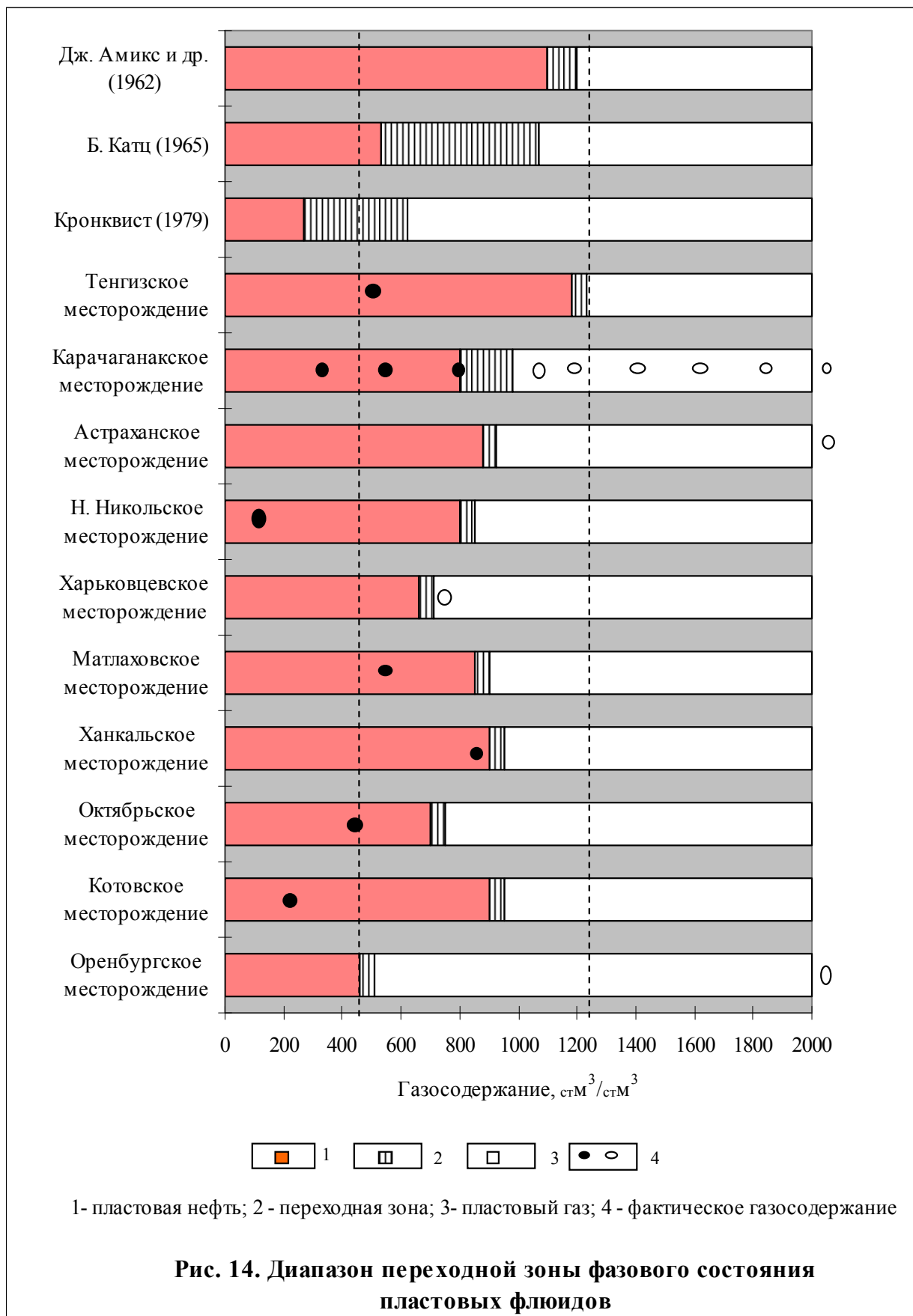
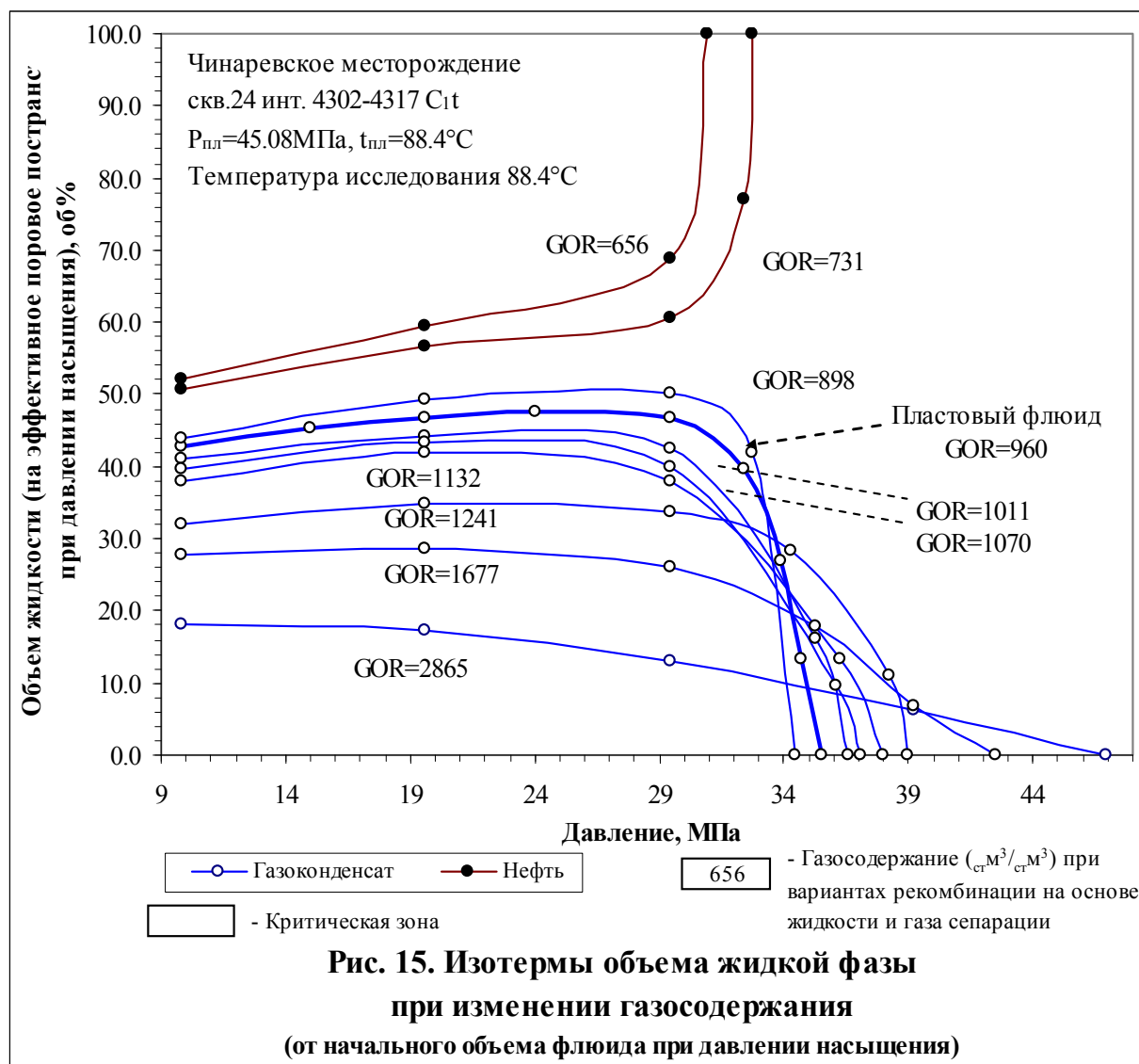


Табл. 2

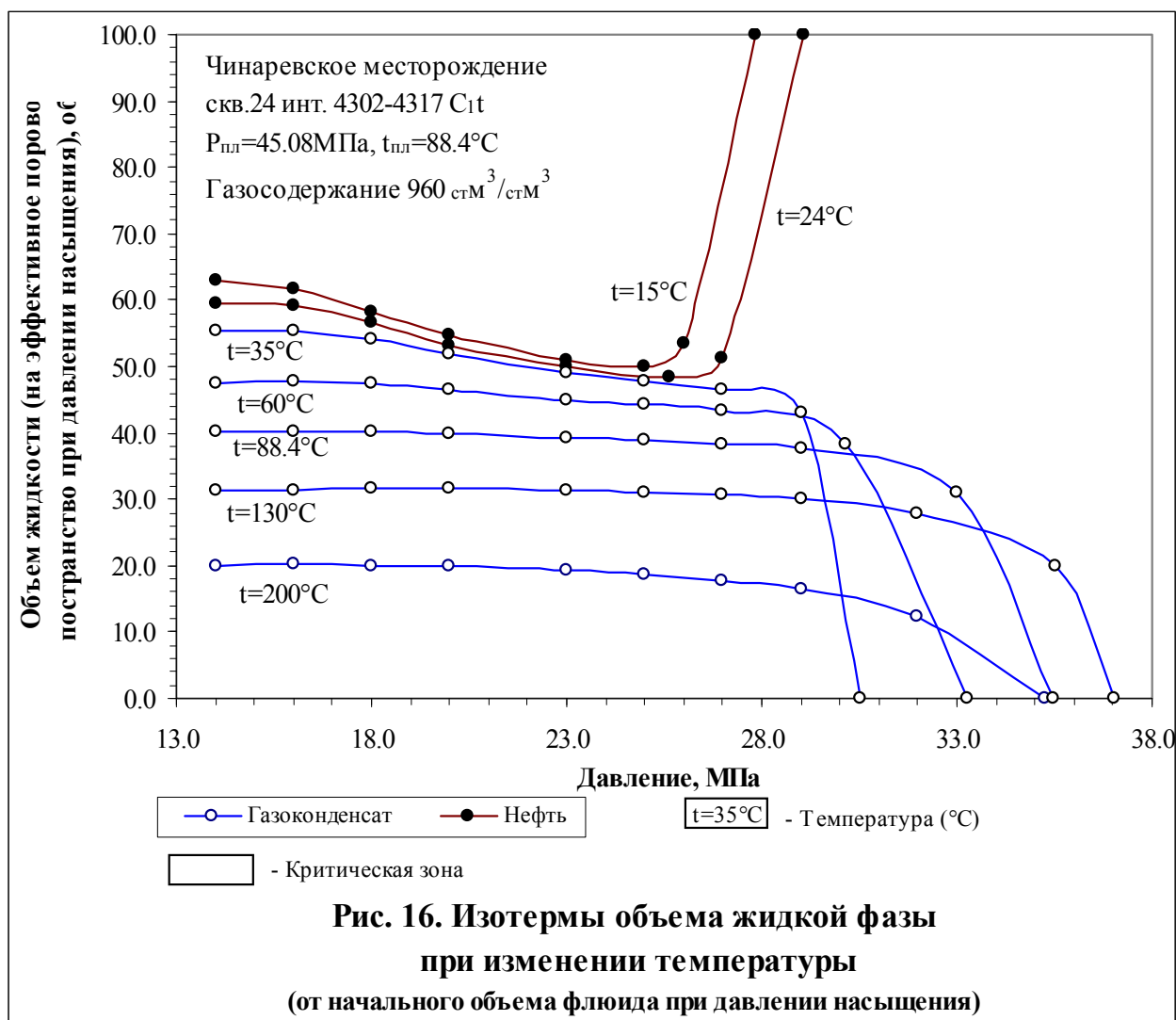
Значения критического газосодержания при изменении температуры и состава модельных двухкомпонентных систем

| Температура, °С | 115 | 138 | 170 |
|--|---|-----------|------|
| Состав системы | Критическое газосодержание, $\text{сгМ}^3/\text{сгМ}^3$ | | |
| Температура, °С | 115 | 138 | 170 |
| $\text{CH}_4 - \text{C}_{10}\text{H}_{22}$ | 980 | 800 | 720 |
| $\text{CH}_4 - \text{C}_8\text{H}_{12}$ | 760 | 650 | 600 |
| $\text{C}_2\text{H}_6 - \text{C}_{10}\text{H}_{22}$ | | 1020 | 800 |
| $\text{C}_3\text{H}_8 - \text{C}_{10}\text{H}_{22}$ | | 2000 | 1260 |
| $i\text{-C}_4\text{H}_{10} - \text{C}_{10}\text{H}_{22}$ | | 2520-2540 | |
| $n\text{-C}_4\text{H}_{10} - \text{C}_{10}\text{H}_{22}$ | | 2510-2540 | |
| $\text{CO}_2 - \text{C}_{10}\text{H}_{22}$ | 980 | 820 | 750 |
| $\text{H}_2\text{S} - \text{C}_{10}\text{H}_{22}$ | | 2380 | 2000 |
| $\text{N}_2 - \text{C}_{10}\text{H}_{22}$ | | 730-1035 | |

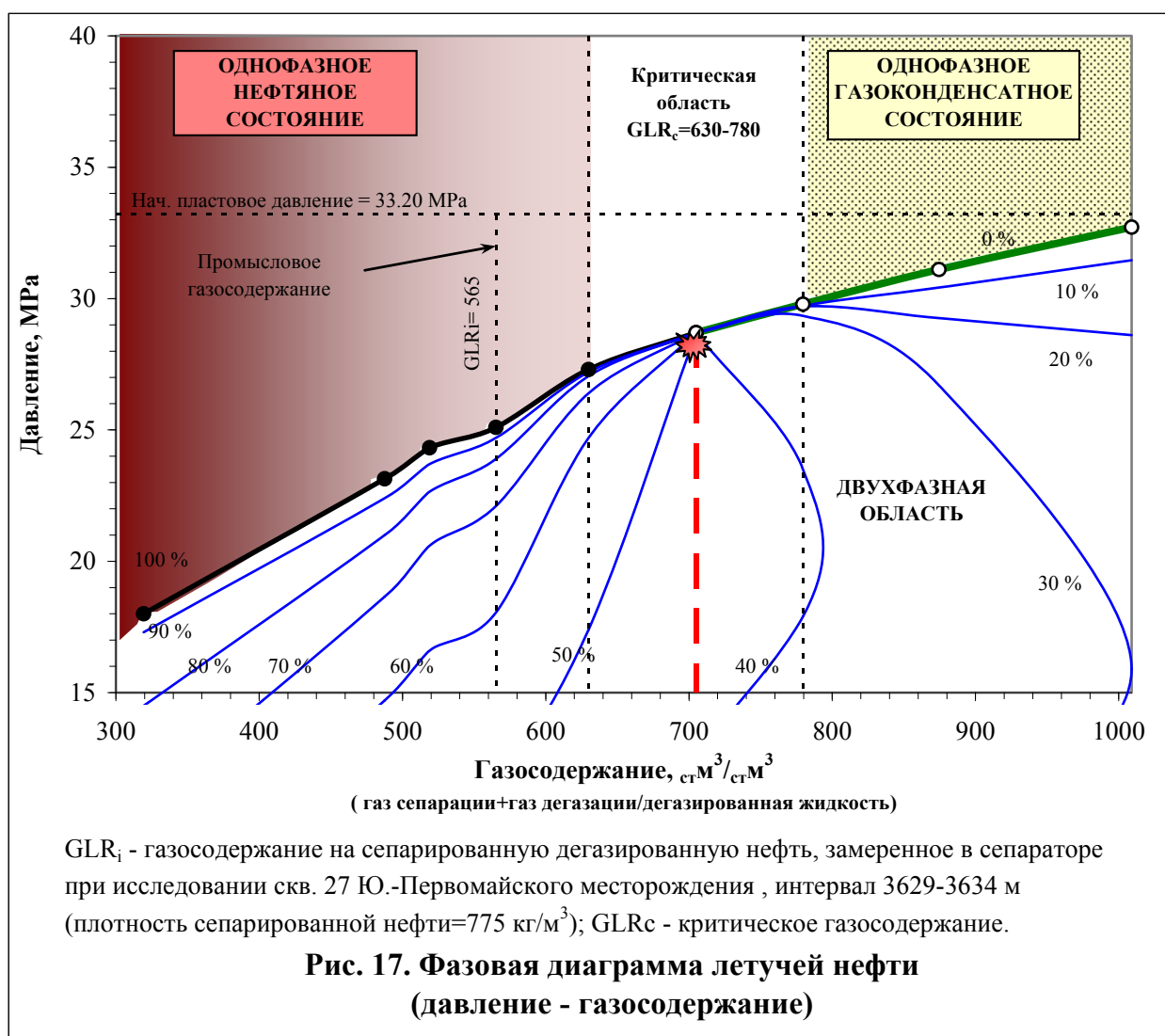
Сложность фиксации GLRc заключается в том, что в газоконденсатной системе, находящейся в околочитической точке, при небольшом снижении давления выпадает большое количество насыщенной ретроградной жидкости, из которой одновременно происходит выделение пузырьков газа, а в нефтяной системе отмечается выделение большого объема газа, насыщенного компонентами C_{5+} , которые также выпадают, как и в газоконденсатной системе. В связи с этим, для объективной оценки критического газосодержания высоконасыщенной пластовой системы необходимо проведение экспериментального моделирования изотермических процессов контактного разгазирования и конденсации при дискретном изменении начального газосодержания рекомбинированных проб. При этом состав жидкости и газа сепарации, положенных в основу рекомбинации, должны быть неизменными. Получаемая серия изотерм изменения объема жидкой фазы при снижении давления позволяет однозначно определить критическую область по газосодержанию, в которой происходит фазовое изменение системы [14]. На примере исследования критической системы Чинаревского месторождения (скв. 24, пласт C1t) отчетливо видно, что критическое газосодержание рассматриваемой смеси при изменении GLR находится в диапазоне $731\text{-}898 \text{ сгМ}^3/\text{сгМ}^3$ (рис.15).



Это обосновывается тем, что при газосодержании $731 \text{ сгм}^3/\text{сгм}^3$ и ниже система ведет себя как нефтяная (при снижении давления уменьшается количество жидкой фазы за счет выделения газа), а при газосодержании $898 \text{ сгм}^3/\text{сгм}^3$ и выше - как газоконденсатная (при снижении давления количество жидкой фазы возрастает за счет выпадения конденсата, а затем уменьшается при его ретроградном испарении). Аналогичная картина отмечается при изменении температуры для постоянного состава пластового флюида (рис.16).



На фазовой диаграмме давление-газосодержание демонстрируются изоплеры равного содержания жидкости (рис. 17). В качестве граничного уровня между однофазным и двухфазным состояниями пластового флюида нанесена кривая насыщения (P_s), на которой часть кривой левее критической точки представляет давление начала кипения (P_b), а правее - давление начала конденсации (P_d). Ордината, проходящая через критическую точку, соответствует критическому газосодержанию GLR_c при температуре исследования. По мере приближения к критической точке изотермы сгущаются, и, следовательно, при небольшом снижении давления (ниже P_b) происходит выделение большого объема газа, что и является характерным признаком летучей нефти [32].

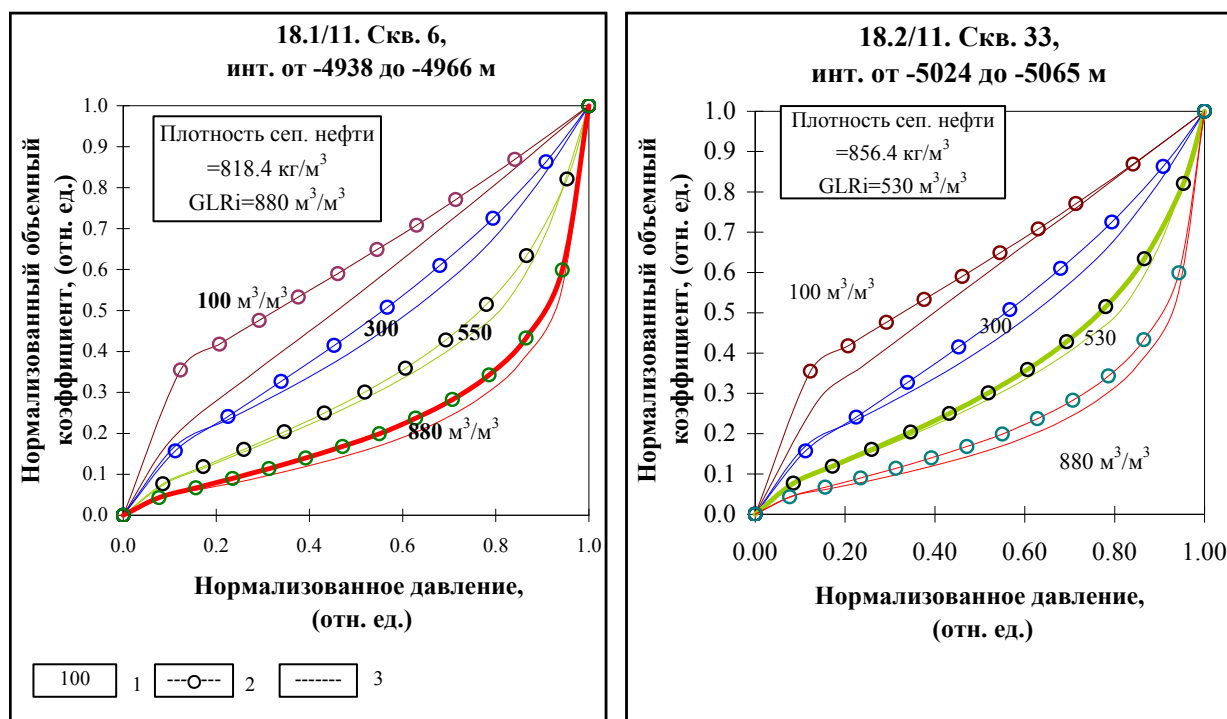


Летучие нефти (volatile oil) занимают промежуточное положение между типичными нефтяными (black oil) и высоконасыщенными газоконденсатными системами и в соответствии с изложенным требуют нетрадиционного подхода при экспериментальном исследовании, подсчете запасов и разработке месторождений. Если предельный уровень существования летучих нефтей определяется однозначно критическим газосодержанием, то оценка граничного значения перехода тяжелых нефтей к летучим остается проблематичной⁵, поскольку в этой зоне осуществляется постепенное изменение состава и термодинамических свойств нефти.

Учитывая практическую важность этого вопроса, было проведено экспериментальное и математическое моделирование по дифференциальному разгазированию нефтей с изменением начального газосодержания в диапазоне, охватывающем интервал неопреде-

⁵ Наибольший вклад в изучение этого вопроса внесли исследования Ч. Кронквиста [31], согласно которым критериями граничной зоны перехода от тяжелой нефти к летучей являются: пропорциональность усадки нефти падению давления, газосодержание на уровне $270 \text{ cm}^3/\text{cm}^3$, объемный коэффициент пластовой нефти = 1.75 и плотность сепарированной нефти = 825 кг/м^3 .

ленности. В качестве исходного материала послужили пластовые нефти Карачаганакского месторождения с плотностями в стандартных условиях 818.4 кг/м^3 (легкая), 856.4 кг/м^3 (средняя) и 874.2 кг/м^3 (тяжелая). Сопоставление объемных коэффициентов анализируемых нефтей с изменяющимися уровнями газосодержания демонстрируется на рис.18⁶. Во всех типах нефтей (легкая, средняя, тяжелая – по плотности дегазированной нефти) существует сходная закономерная картина распределения характера изменения объемного коэффициента нефти при вариациях начального газосодержания (рис. 18.1, 18.2).



1- газосодержание ($\text{сгм}^3/\text{сгм}^3$) при вариантах рекомбинации на основе жидкости и газа сепарации из скв. 6 месторождения Карачаганак (моделирование при изменении газосодержания и температур); 2- температура исследования - (84°C); 3- температура исследования - (170°C).

Рис. 18. Зависимость объемного коэффициента от давления при дифференциальном разгазировании

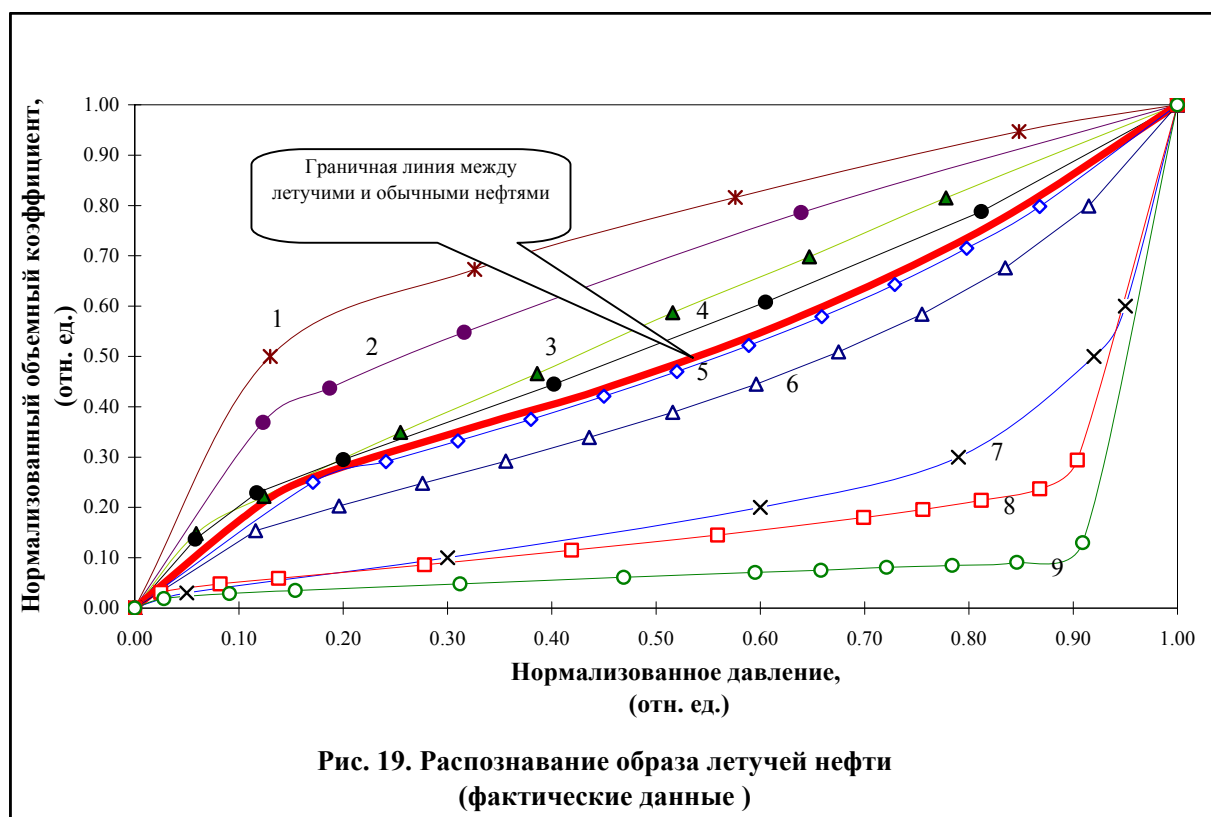
В высокогазонасыщенных летучих нефтях имеет место резкая усадка жидкости при небольшом снижении давления ниже давления насыщения. В противоположность этому, в нефтях с низким GLR на начальных этапах снижения давления в двухфазной области происходит довольно равномерное снижение объемного коэффициента, а влияние темпе-

⁶ Для сравнительной характеристики были использованы безразмерные величины давления и объемного коэффициента, с принятием начальных уровней при давлении насыщения за единицу на основе формул предложенных в работе [4, 5]. Для удобства восприятия по оси ординат вместо коэффициента усадки нефти даны значения объемного коэффициента от 0 до 1 по формуле: $b(\text{отн. ед.})=1-((b_{p_b}-b_1)/(b_{p_b}-b_{p=0.1 \text{ МПа}}))$; где b_{p_b} , b_1 , $b_{p=0.1 \text{ МПа}}$ – объемные коэффициенты нефти, соответственно при давлении начала кипения, при текущем давлении и при атмосферном давлении и пластовой температуре.

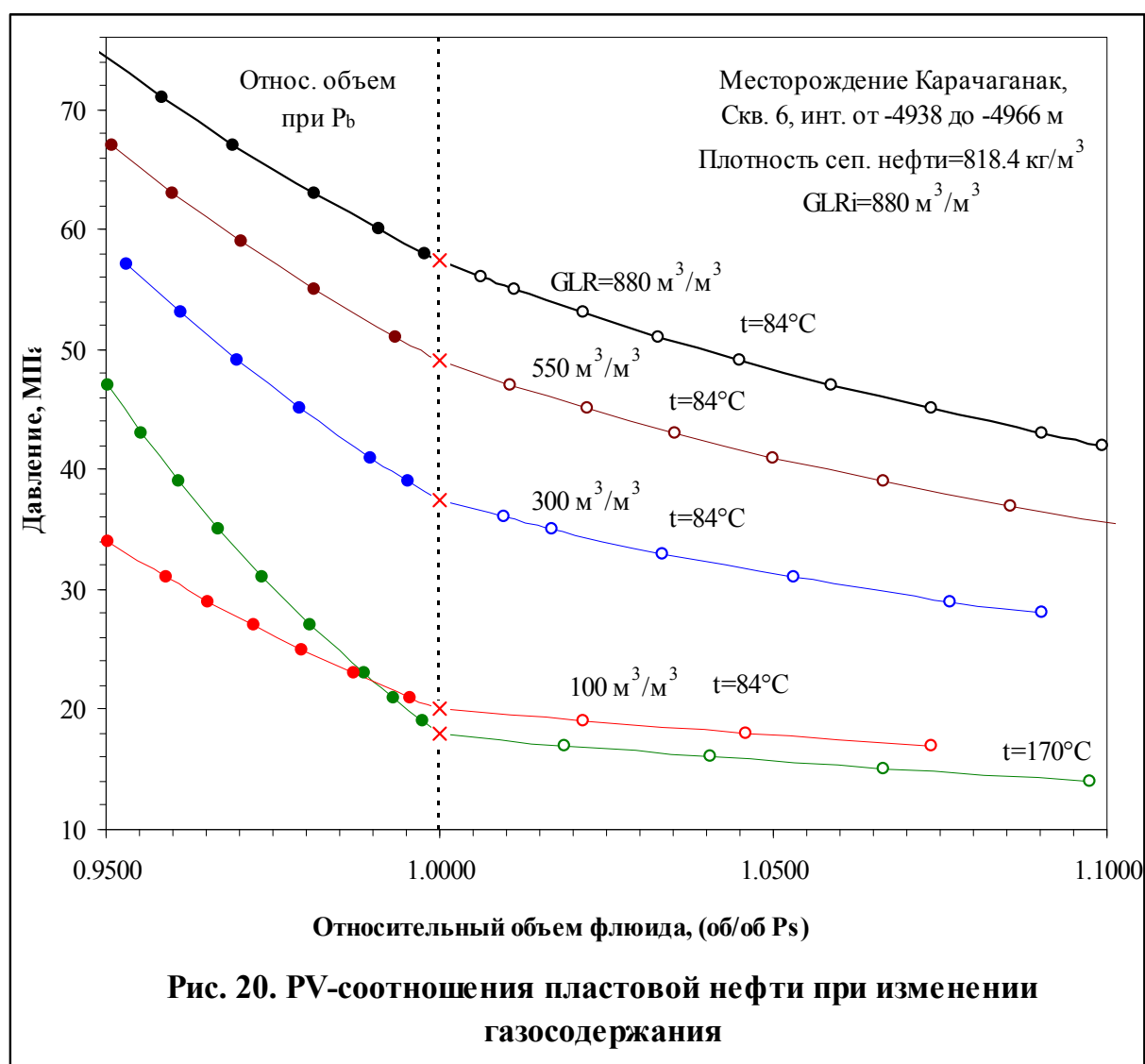
ратурного фактора даже в весьма широком диапазоне изменения температур (от 80 до 170°C) несущественно.

Следовательно, основным классификационным критерием летучести нефти является начальное газосодержание, независимо от ее плотности в стандартных условиях.

Поскольку при газосодержании $\approx 300 \text{ стМ}^3/\text{стМ}^3$ усадка нефтей пропорциональна падению давления и этот уровень можно рассматривать как граничный между летучими и нелетучими нефтями. Фактические данные по целому ряду месторождений из различных нефтегазоносных бассейнов (Хаянкорт, Ханкальское, Тенгиз, Акжар, Ю. Луизиана, Б. Тигр, Дракон) подтверждают этот вывод (рис. 19), полученный на модельных рекомбинированных нефтях Карачаганакского месторождения. Установленный граничный уровень разделения летучих и нелетучих нефтей подтверждается при исследовании PV- соотношений пластовых нефтей с изменяющимся начальным газосодержанием. Так, в легких и тяжелых нефтях характерная точка перелома ветвей однофазного и двухфазного состояний на PV-изотерме, по которой традиционно оценивают значение давления насыщения, не фиксируется при газосодержаниях более $300 \text{ стМ}^3/\text{стМ}^3$ (рис. 20).



1- Дракон-6, GLR=37 м³/м³, t_i=95 °С, плотность сеп. нефти (ρ)=904.4 кг/м³; 2 - Дракон-101, GLR=92 м³/м³, t_i=88 °С, ρ=870.2 кг/м³; 3 - Дмитриевское-5, GLR=81 м³/м³, t_i=51 °С, ρ=841.0 кг/м³; 4 - Б. Тигр-60, GLR=172 м³/м³, t_i=146 °С, ρ=833.2 кг/м³; 5 - В. Акжар-3, GLR=309 м³/м³, t_i=110 °С, ρ=812.4 кг/м³; 6 - Тенгиз-39, GLR=485 м³/м³, t_i=107 °С, ρ=804.3 кг/м³; 7 - Ю. Луизиана, GLR=602 м³/м³, t_i=116°С, ρ=820 кг/м³; 8 - Хаянкорт-82, GLR=702 м³/м³, t_i=150°С, ρ=816.2 кг/м³; 9 - Ханкальское-1, GLR=872 м³/м³, t_i=170°С, ρ=799.7 кг/м³.



Выявленный универсальный критерий разграничения летучих и нелетучих нефтей прост в практическом применении, не требует проведения традиционного комплекса экспериментальных исследований по установлению зависимости усадки нефти от давления и позволяет по первичным промысловым данным классифицировать нефть для выбора информативного комплекса экспериментальных исследований. Для количественного определения степени летучести нефти предлагается использовать коэффициент летучести пластовой нефти

$$K_v = (GLR - 300)/(GLR_c - 300);$$

где: GLR - газосодержание пластовой нефти;

GLR_c - критическое газосодержание данной пластовой нефти.

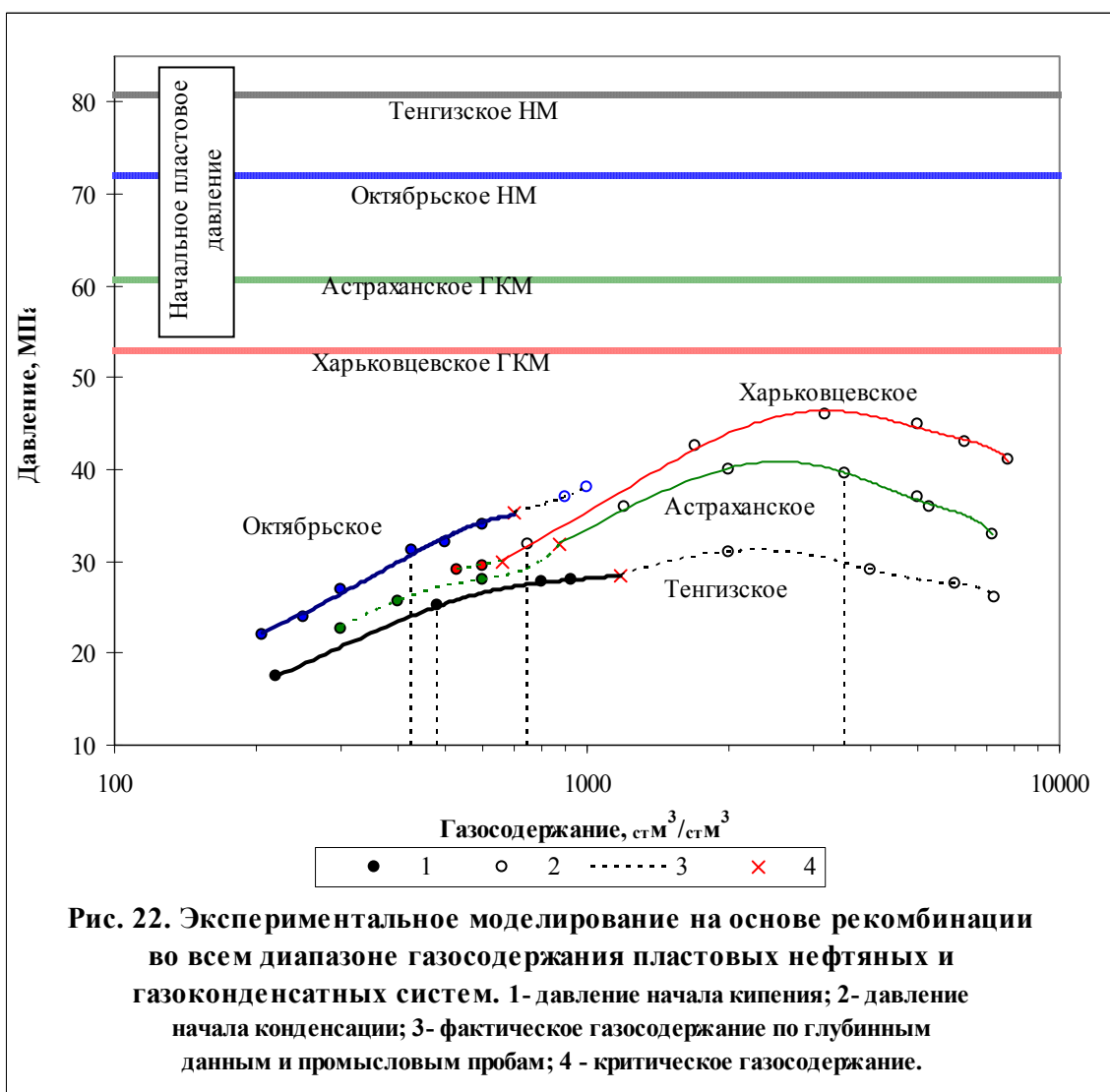
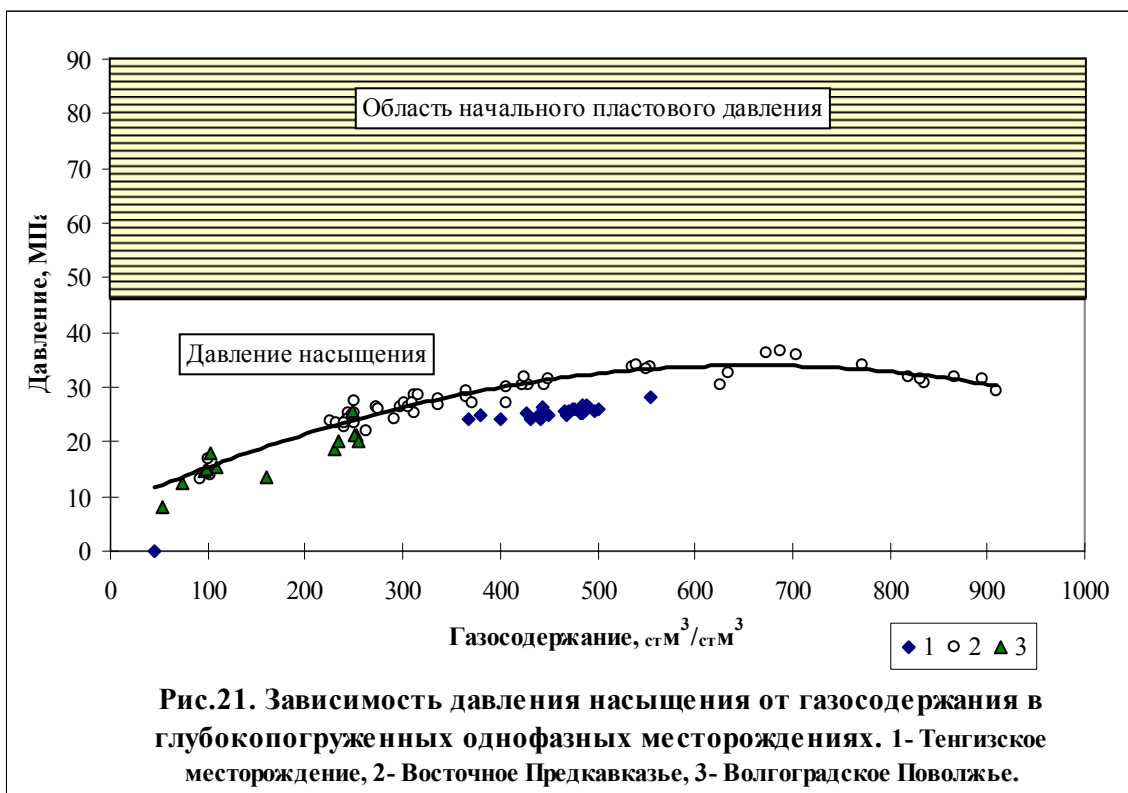
В зоне перехода от обычных нефтей к летучим при газосодержании 300 м³/м³ этот коэффициент имеет нулевое значение и возрастает до 1 при предельном уровне существования летучих нефтей (GLR_c). При этом, для экспрессного получения информации крити-

ческое газосодержание можно оценивать по составу пластовой нефти по уравнению фазовых равновесий.

11.3. Оценка степени насыщенности пластовых флюидов

В практике исследования пластовых нефтяных и газоконденсатных смесей степень их насыщенности принято оценивать по сопоставлению пластового давления (P_i) и давления насыщения флюида при пластовой температуре (P_s). Для нефтяной смеси давление насыщения определяет начало ее кипения (P_b), а для газоконденсатной - начало ее конденсации (P_d). Согласно традиционному представлению пластовая нефть называется насыщенной, если она находится при пластовом давлении, равном давлению насыщения. При превышении пластового давления над давлением насыщения пластовая смесь считается недонасыщенной. В качестве критерия недонасыщенности используется отношение P_s/P_i . Следует отметить, что для нефтяных систем имеется в виду недонасыщенность газовыми компонентами, а для газоконденсатных - компонентами группы C_{5+} .

Фактические данные свидетельствуют о том, что при увеличении газосодержания и температур до максимальных значений существования пластовых нефтей (до $900-1200 \text{ стМ}^3/\text{стМ}^3$ и до $180-190^\circ\text{C}$, соответственно) величины давления насыщения не достигают уровня начальных пластовых давлений (рис. 21). Результаты экспериментального и расчетного моделирования рекомбинации пластовых смесей с изменяющимся газосодержанием в нефтяной и газоконденсатной областях подтверждают этот вывод, в том числе и для газоконденсатных систем (рис. 22). Последние данные исследования представительных пластовых флюидов Карачаганакского месторождения также свидетельствуют о том, что не только в однофазных, но и в двухфазных глубокопогруженных месторождениях уровень давления насыщения не достигает начального пластового давления, даже в зоне газонефтяного контакта (рис. 2).



В связи с этим, предлагается способ количественной оценки степени насыщенности пластовых нефтяных и газоконденсатных смесей, основанный на использовании критического газосодержания в качестве базового сравнительного уровня с пластовым газосодержанием. Сущность предлагаемого подхода иллюстрируется на рис. 23, где фазовое состояние пластовой системы описывается в координатах: давление (P) - газосодержание пластовой смеси (GLR) при стандартной сепарации пластового флюида. При построении фазовой диаграммы во всем диапазоне изменения GLR при рекомбинации пластовой смеси изменяется только соотношение между объемами газовой и жидкой составляющих, а их составы принимаются неизменными [14]. Для каждой зоны рассмотрено поведение системы для давлений (P_i^1 , P_i^2 , P_i^3).

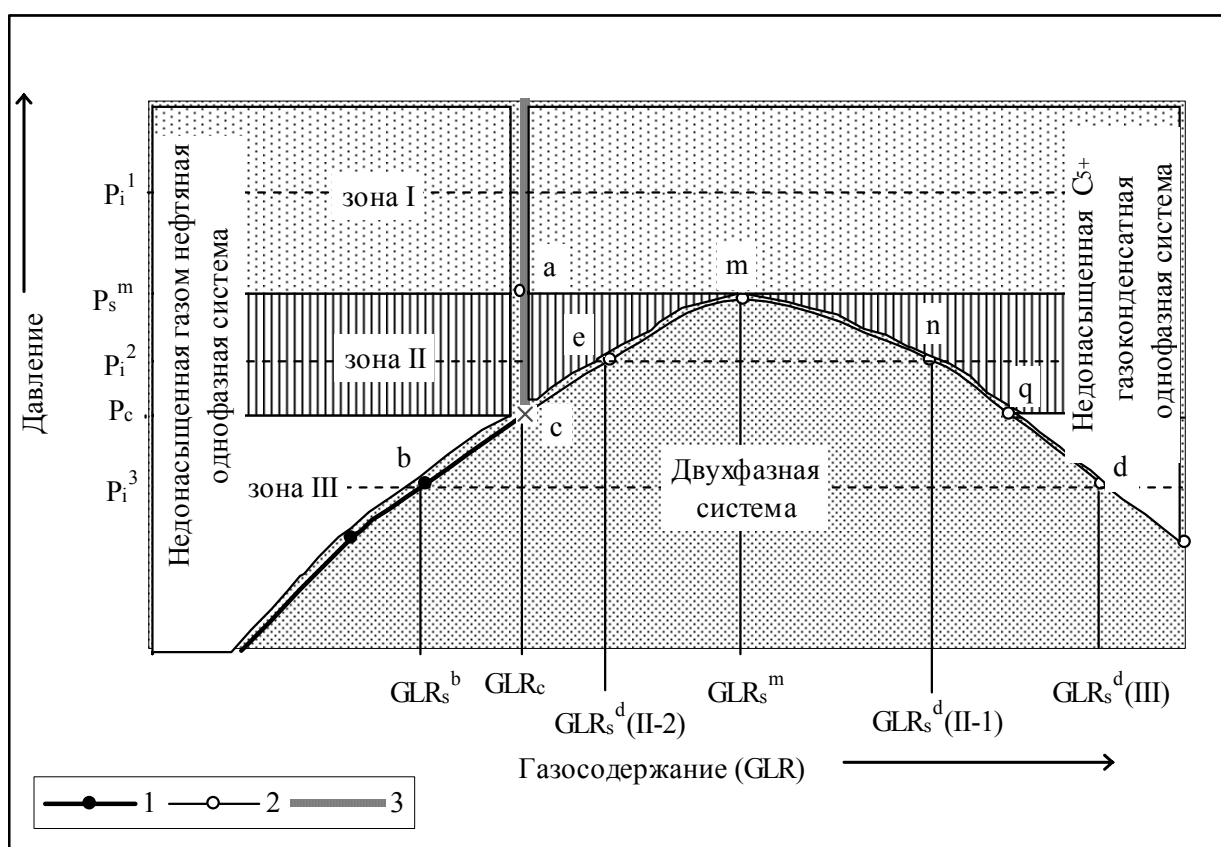


Рис. 23. Фазовая диаграмма: давление - газосодержание (температура, состав газа и компонентов $C_{5+} = \text{const}$). 1- линия давления начала кипения; 2- линия давления начала конденсации; переходная насыщенная система. Символы: P_i - пластовое давление; P_c - критическое давление; P_s^m - максимальное значение давления насыщения; GLR - газосодержание (объем газа к объему жидкости при стандартной сепарации); GLR_c - критическое газосодержание (газосодержание при критическом давлении); GLR_s^b - газосодержание насыщенной нефтяной системы в однофазном состоянии при $P_b = P_i$; $GLR_s^d(III)$ - газосодержание насыщенной газоконденсатной системы (компонентами C_{5+}) в однофазном состоянии при $P_d = P_i$ для зоны III; $GLR_s^d(II-1)$ - газосодержание насыщенной газоконденсатной системы (компонентами C_{5+}) в однофазном состоянии при $P_d = P_i$ для зоны II (первый уровень насыщения); $GLR_s^d(II-2)$ - газосодержание насыщенной газоконденсатной системы (компонентами C_{5+}) в однофазном состоянии при $P_d = P_i$ для зоны II (второй уровень насыщения).

В зоне I под давлением P_i^1 при любом газосодержании существует пережатая однофазная система с неограниченной взаимной растворимостью смеси газовых и жидких компонентов. При $GLR < GLR_c$ система находится в жидком состоянии с дефицитом насыщения газообразными компонентами. При достижении GLR_c , в результате увеличения газосодержания, осуществляется плавный переход в газоконденсатное состояние, с последующим недонасыщением системы компонентами группы C_{5+} . В связи с тем, что значение GLR_c соответствует переходу нефтяной системы в газоконденсатную (и наоборот), его можно рассматривать в качестве предельного уровня насыщения нефтяной системы газовыми компонентами, а газоконденсатной системы - компонентами группы C_{5+} . Смена типа залежи при фиксированной температуре (T) происходит в результате изменения критической температуры (T_c) пластовой смеси при уменьшении или увеличении газосодержания. Для нефтяной системы $T < T_c$, а для газоконденсатной $T > T_c$. Следовательно, при критическом газосодержании $T = T_c$. В связи с этим предлагается новый коэффициент критичности насыщения $K_c = GRL/GLR_c$. Данный коэффициент характеризует фазовое состояние и степень приближения системы к переходному состоянию (из нефтяного в газоконденсатное и наоборот) в закритической области ($P > P_c$). Для нефтяной системы $K_c < 1$, для газоконденсатной $K_c > 1$. Очевидно, что с приближением системы к переходному состоянию значение величины K_c будет стремиться к единице (рис. 23). В зоне II в нефтяной области при $GLR < GLR_c$ состояние системы аналогично рассмотренному для зоны I. Однако, в газоконденсатной области при значениях $GLR > GLR_c$ в диапазоне давления ($P_c \leq P < P_s^m$) существует двухфазная область, ограниченная кривой **c-e-m-n-q**. В этой зоне при увеличении GLR система проходит зону парожидкостного состояния и имеет, кроме предельного уровня насыщения, еще два уровня насыщения компонентами группы C_{5+} в точках начала конденсации. В связи с этим, для характеристики состояния пластовой смеси наряду с K_c предлагается использовать коэффициент насыщенности (K_s), выражающий степень близости пластовой смеси к состоянию насыщения, предшествующего переходу в двухфазное состояние при заданных давлении и температуре. По определению $K_s = GLR/GLR_s$, где GLR_s - потенциальное газосодержание пластовой смеси, достигаемое в точках P_s в результате непрерывного изменения GLR при фиксированных давлении и температуре и при неизменном составе рекомбинированных компонентов в однофазной области.

Для зоны II коэффициент насыщенности отражает степень приближения к точкам начала конденсации и равен, соответственно, GLR/GLR_s^d , где GLR_s^d - газосодержание газоконденсатной смеси, достигаемое в ближайшей точке начала ее конденсации при заданных P и T и непрерывном изменении GLR в однофазной области. При приближении сис-

темы к началу конденсации, K_s стремится к единице. В однофазной области значения коэффициента насыщенности превышают единицу, если $GLR > GLR_s^m$, а в случае $GLR < GLR_s^m$ коэффициент насыщенности меньше единицы. В связи с этим, для пластовых систем, попадающих в зону II фазовой диаграммы, важное значение приобретает оценка величины K_s , по значению которой можно предсказывать возможное изменение фазового состояния пластовой смеси при вариациях ее газосодержания.

В зоне III, в отличие от зон I и II, с ростом газосодержания переход системы из однофазного нефтяного состояния в однофазное газоконденсатное осуществляется через парожидкостное (двухфазное) состояние. Следовательно, состояние насыщения пластовой системы в этой зоне при заданном давлении может достигаться при двух значениях GLR: для нефтяной системы – при газосодержании, соответствующем состоянию начала ее кипения ($GLR = GLR_s^b$), а для газоконденсатной – при $GLR = GLR_s^d$, соответствующем началу ее конденсации. На рис. 23 этим состояниям для давления P_1^3 соответствуют точки **b** и **d**.

Оценка степени насыщенности пластовой смеси в зоне III осуществляется только по коэффициенту K_s . При этом, для нефтяной системы $K_s = GLR/GLR_s^b \leq 1$, а для газоконденсатной $K_s = GLR/GLR_s^d \geq 1$.

Очевидно, что давление насыщения нефтяных и газоконденсатных пластовых смесей определяются их компонентным составом и температурой. Вместе с тем, имеющиеся по этому вопросу экспериментальные данные [27, 39, 46, 1, 2 и др.] получены, главным образом, для бинарных систем и не дают полного представления о взаимосвязи и влиянии функциональных параметров на растворимость и растворяющую способность природных многокомпонентных сжатых газов и жидкостей. В связи с этим, представляется целесообразным рассмотреть зависимости давления начала кипения и давления начала конденсации от температуры для многокомпонентных смесей во всем диапазоне газосодержания, характерного для нефтяных и газоконденсатных систем, а также составов газовой и жидкой фаз. Для этого были поставлены специальные экспериментальные исследования по моделированию пластовых систем с изменяющимся газосодержанием, составами газов (включая кислые компоненты) и компонентами группы C_{5+} . В качестве последних были взяты жидкие дегазированные флюиды с плотностью от 767 до 885 кг/м³ из месторождений Прикаспийской и Бузулукской впадин, охарактеризованные по данным исследований как газоконденсаты (скв. № 1 Западно-Вишневское месторождение, скв. № 35, 37 Карачаганакское месторождение) и нефть (скв. № 33 Карачаганакское месторождение). В качестве газовой фазы использовался метан и его смеси с этаном, пропаном, изобутаном, н-бутаном, углекислым газом и сероводородом в соотношении 0.75 мольной доли CH_4 и

0.25 мольной доли добавляемого компонента. Проведение экспериментальных исследований осуществлялось при температурах 115 и 150 °С путем загрузки расчетного объема газа и дискретного добавления жидкого флюида. Результаты экспериментальных исследований представлены на рис. 24. Фиксация давления насыщения как в нефтяной, так и в газоконденсатной областях осуществлялась по началу интенсивного потемнения анализируемой смеси. Построение фазовых диаграмм проводилось в координатах: давление - газосодержание, по принципам, изложенным выше.

Анализ показывает, что зависимость давления насыщения от газосодержания для многокомпонентных смесей отличается от бинарных тем, что в первых P_s имеет максимальное значение в газовой части, а критическое газосодержание смещается влево по кривой давления насыщения. В целом, для многокомпонентных смесей подтверждается вывод, полученный для бинарных систем [18], о том, что растворимость и растворяющая способность сжатых газов по отношению к жидким УВ возрастает с увеличением молекулярной массы углеводородных газов во всем диапазоне газосодержания, характерного для нефтей и газоконденсатов, и убывает при прочих равных условиях в следующем порядке: $n\text{-C}_4\text{H}_{10} \rightarrow i\text{-C}_4\text{H}_{10} \rightarrow \text{C}_3\text{H}_8 \rightarrow \text{C}_2\text{H}_6 \rightarrow \text{CH}_4$.

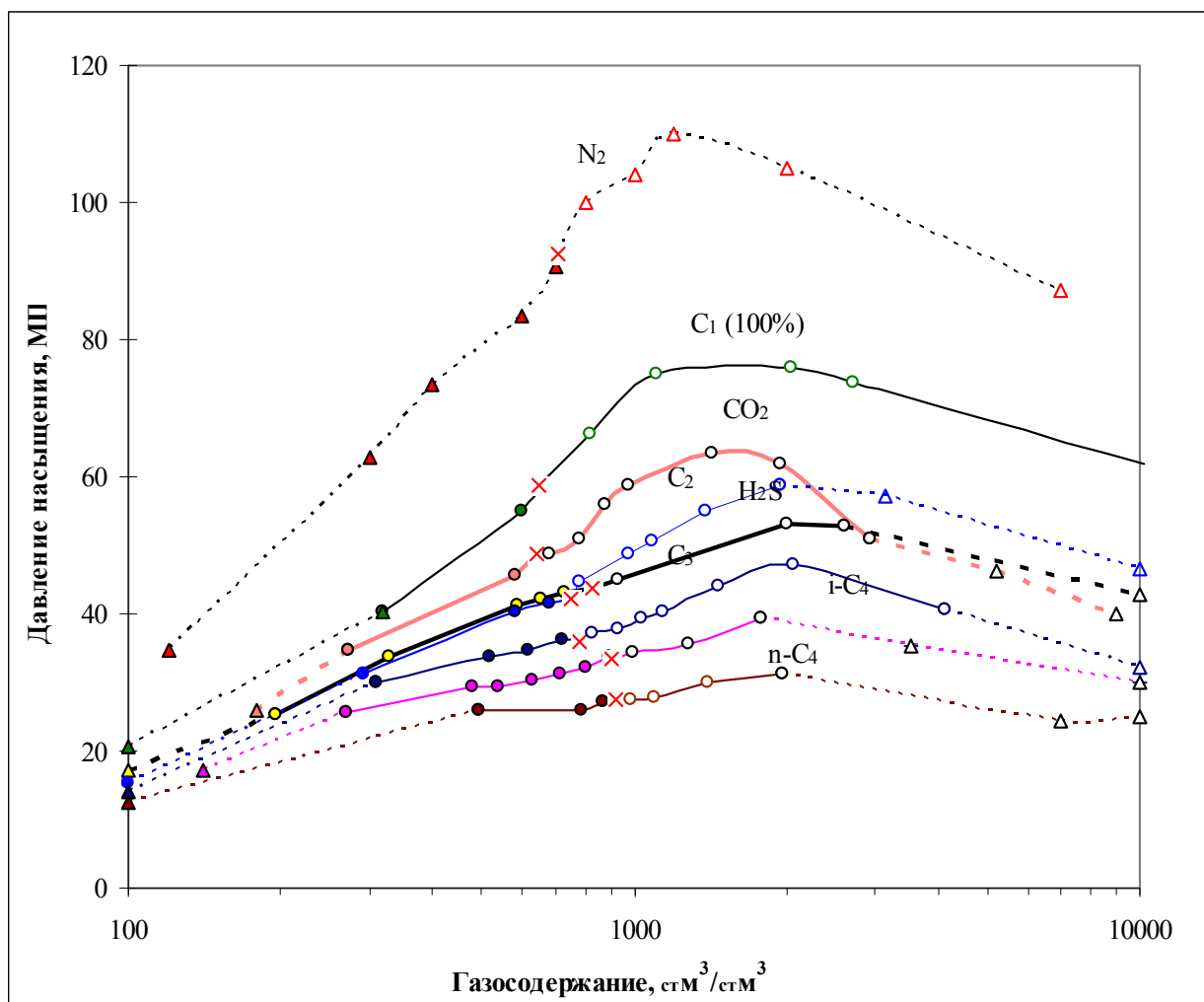


Рис. 24. Рекомбинация при изменении состава газовой фазы (экспериментальное моделирование). Состав жидкой фазы и температура (115°C) = constant; газовая фаза: метан (75 %) + углеводородные или неуглеводородные газы (25 %); плотность жидкой фазы = 811.8 кг/м^3 . Слева от критического газосодержания - давление насыщения, справа - давление начала конденсации (критическое газосодержание обозначено крестиком), пунктирные кривые - расчетные данные.

Азот обладает наименьшей растворяющей способностью. Кислые газы (CO_2 и H_2S) занимают промежуточное положение между метаном и пропаном (рис. 24). Наибольшее отличие растворяющей способности сжатых углеводородных и неуглеводородных газов отмечается в диапазоне газосодержаний $1000 - 2000 \text{ м}^3/\text{м}^3$, в котором фиксируются максимальные значения давления начала конденсации. При меньшем и большем газосодержании влияние компонентного состава на растворяющую способность и растворимость газов постепенно уменьшается. Особенно это характерно для нефтяной области, где при газосодержании $100 \text{ м}^3/\text{м}^3$ и менее давления начала кипения рассматриваемых систем существенно сближаются. Характер зависимостей давления насыщения от газосодержания в системах с углекислым газом и в углеводородных смесях несколько отличается. Особенно

это заметно для диапазонов газосодержаний $800 - 3000 \text{ м}^3/\text{м}^3$, где в смесях с CO_2 давление насыщения имеет более высокий градиент при изменении газосодержания. Растворяющая способность CO_2 относительно углеводородных газов изменяется в зависимости от газосодержания. В нефтяной и, частично, газоконденсатной областях до газосодержания $2300 \text{ м}^3/\text{м}^3$ углекислый газ занимает промежуточное положение между метаном и этаном, а при больших GLR - между этаном и пропаном. Более того, судя по расчетным данным, при низких ($< 120 \text{ м}^3/\text{м}^3$) и высоких ($> 10000 \text{ м}^3/\text{м}^3$) газосодержаниях растворимость и растворяющая способность CO_2 относительно углеводородных газов резко возрастает. Сероводород лучше растворяется в углеводородных жидкостях, чем углекислый газ (на уровне C_2H_6), а по растворяющей способности H_2S близок к CO_2 . Следует также отметить, что в смесях с жидкими углеводородами сероводород принципиально не отличается по направленности фазового поведения от углеводородных газов и CO_2 . Так, аналогично двухкомпонентным системам, составленным из метана, CO_2 и углеводородов, в бинарных смесях сероводорода с углеводородами по мере возрастания молекулярной массы и степени ароматизации последних увеличиваются критическое давление, давление насыщения и расширяется область двухфазного существования смеси [18]. Вместе с тем, для бинарных смесей H_2S с углеводородами, начиная с $\text{C}_{10}\text{H}_{16}$, при уменьшении мольной доли сероводорода (соответственно, при возрастании критической температуры) критическое давление вначале растет, достигает максимума, а затем снижается.

Наряду с компонентным составом газа, существенное влияние на изменение величины давления насыщения пластовых смесей оказывает состав компонентов группы C_{5+} . Данные экспериментального моделирования показывают, что в многокомпонентных системах (рис. 25), как и в бинарных, фиксируется ощутимое снижение давления насыщения при уменьшении плотности (молекулярной массы) компонентов группы C_{5+} . При этом, аналогично закономерности, установленной для компонентного состава газов, наибольшее влияние плотности C_{5+} на величину P_s при сопоставлении идентичных по составу газовой фазы систем проявляется в диапазоне газосодержаний $1000-3000 \text{ м}^3/\text{м}^3$. При более низких и высоких GLR влияние состава компонентов C_{5+} на P_s уменьшается, особенно в нефтяной области, при газосодержаниях $100 \text{ ст}\text{м}^3/\text{ст}\text{м}^3$ и менее.

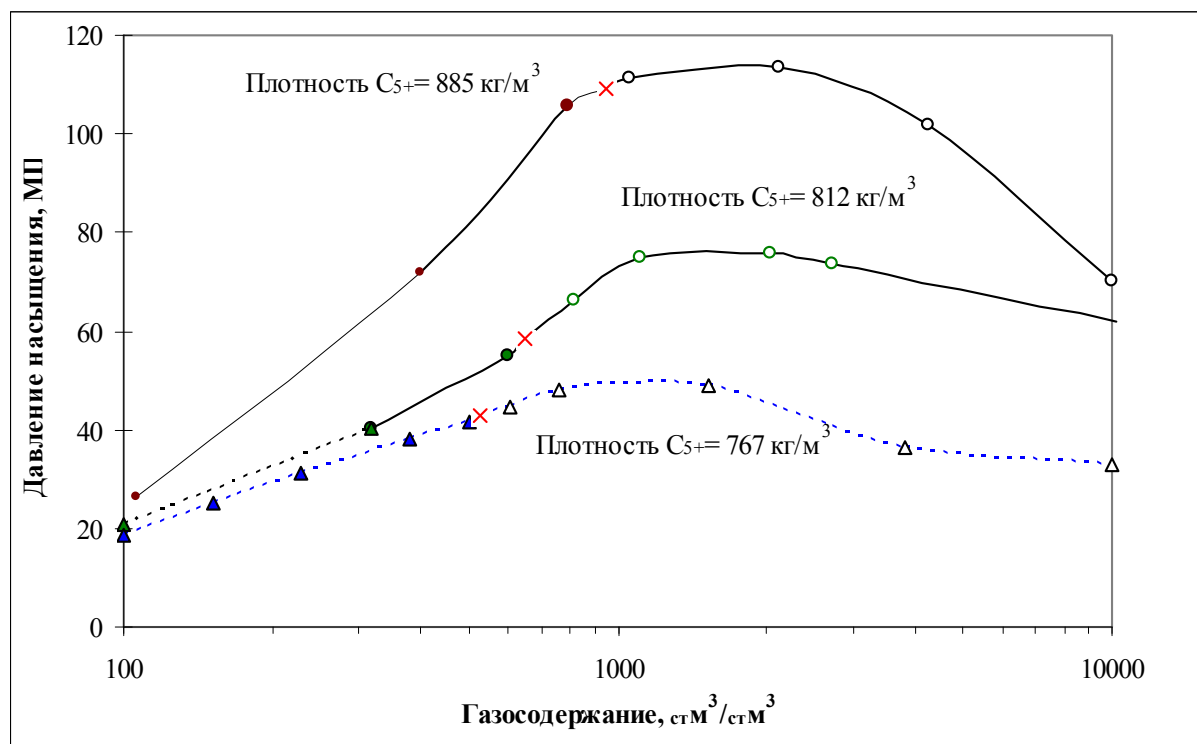


Рис. 25. Рекомбинация при изменении состава жидкой фазы (экспериментальное моделирование). Состав газовой фазы метан (100 %) и температура (115°C)= constant.

Следует отметить, что при растворении в газах жидких флюидов, содержащих высокомолекулярные УВ, смолистые и асфальтово-смолистые компоненты, наблюдается эффект расслоения новообразованных смесей. Наиболее отчетливо этот эффект выражается при растворении нефти Карачаганакского месторождения с плотностью дегазированной жидкости 884,9 кг/м³. В ячейке исследования отмечается плавный цветовой переход от черного цвета к темно-красному и желтому без видимых границ раздела. При этом, с увеличением газосодержания (от 1000 до 2000 м³/м³) и температуры (от 115 до 150 °С) площадь черной и темно-красной зон уменьшается. Плотность и молекулярная масса компонентов группы C₅₊ из верхней (желтой по цвету) и нижней (темно-красной) зон также существенно отличаются и изменяются соответственно от 815 до 898 кг/м³ и от 150 до 310 г/мол. При растворении этой же нефти смесью метанового газа с углекислым отмечается тот же эффект расслоения, но с уменьшением объема темно-красной и черной зон. Это объясняется тем, что добавление CO₂ повышает растворяющую способность смеси и ведет к переходу большего количества компонентов группы C₅₊ в газовую фазу. При растворении более легкого жидкого флюида, несмотря на интенсивное перемешивание, также фиксируется дифференциация новообразованной смеси. В связи с этим, кривые давлений начала конденсации, ограничивающие однофазную и двухфазную области, для систем,

содержащих ощутимые количества смолистых и асфальто-смолистых компонентов, предлагается рассматривать только как условные границы.

Влияние температуры на давление насыщения демонстрируется на рис. 26 на примере системы, составленной из метана (75 %), пропана (25 %) и компонентов группы C_{5+} с плотностью 811.8 кг/м^3 . Из рис. 26 следует, что в диапазоне газосодержаний, характерных для нефтяной области, изменение температуры в рабочем диапазоне $80-180^\circ\text{C}$ не оказывает ощутимого влияния на изменение растворимости и растворяющей способности рассматриваемых смесей. Вместе с тем, для газоконденсатных систем в результате существенного понижения критической температуры рост пластовой температуры приводит к снижению давления начала конденсации.

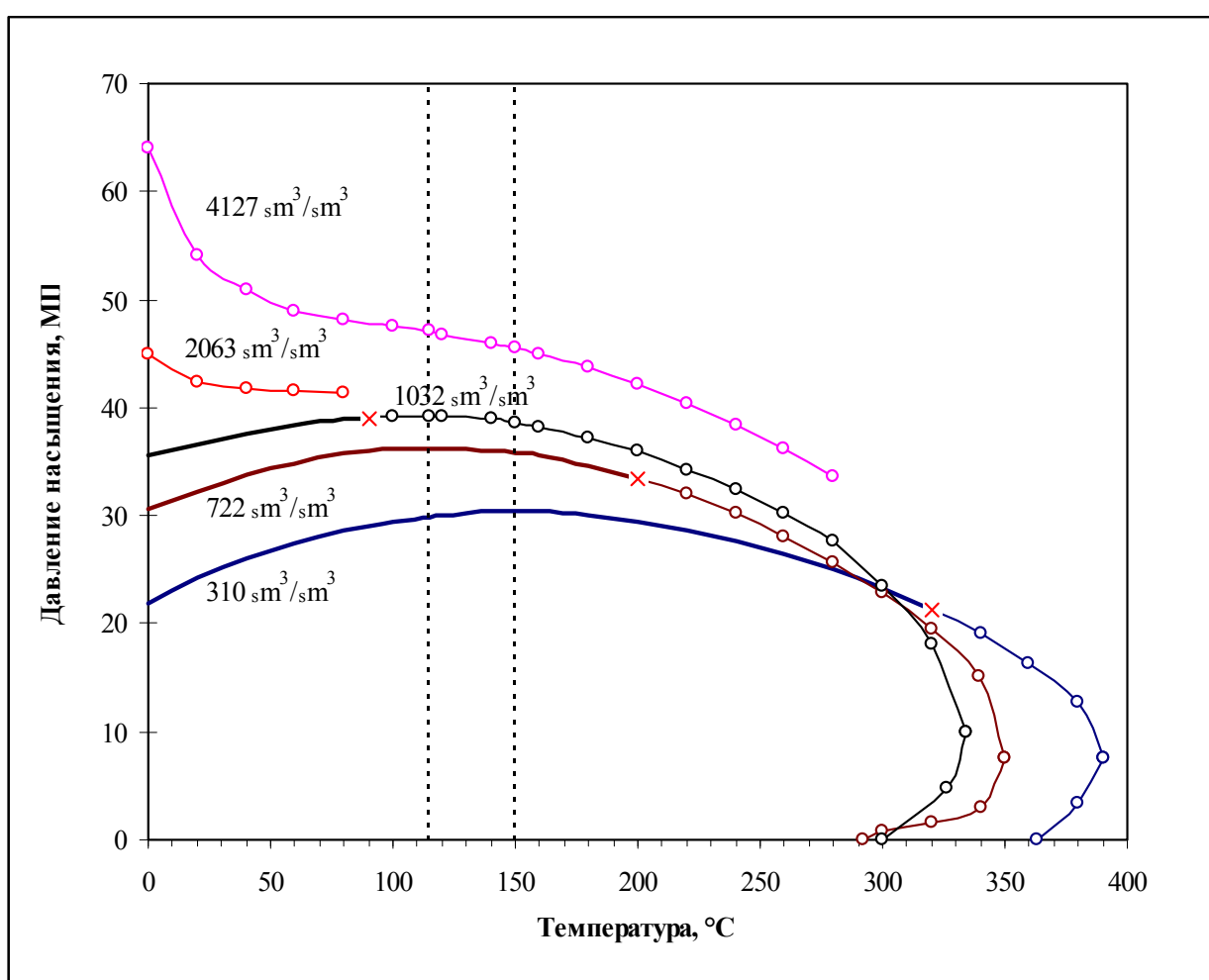


Рис. 26. Зависимость давления от температуры при вариациях соотношения жидкость - газ. Состав пластового флюида и температура = constant; газовая фаза: метан (75 %) + пропан (25 %); плотность жидкой фазы = 811.8 кг/м^3 . Слева от критического газосодержания - давление насыщения, справа - давление начала конденсации (критическое газосодержание обозначено крестиком), Диапазон температур проведения экспериментального моделирования выделен пунктирными линиями, значения при остальных температурах вычислены по уравнению состояния.

Выявленные зависимости давления насыщения от состава пластовых смесей, газосодержания и температуры позволяют объяснить особенности фазового поведения реальных пластовых смесей на примере месторождений Прикаспийской, Волго-Уральской НГП, Днепровско-Донецкой, Терско-Каспийской НГО. Анализ показывает, что практически все нефтяные и газоконденсатные смеси глубокопогруженных месторождений, находящиеся в зонах аномально высоких пластовых давлений (АВПД), являются представителями зоны I фазовой диаграммы. Низкие значения P_s в пережатых залежах по отношению к P_i обусловлены относительно легким составом компонентов группы C_5 , присутствием значительного количества CO_2 , H_2S и газообразных гомологов CH_4 . Эти компоненты, с одной стороны, являются сильными растворителями компонентов группы C_{5+} , с другой – хорошо растворяются в жидких УВ. Возрастание P_s рассмотренных пластовых смесей до P_i теоретически возможно только при существенном увеличении концентрации метана, азота, утяжелении компонентов (молекулярная масса, плотность) группы C_{5+} и при понижении температуры. Коэффициент пережатости этих пластовых смесей ($K_p = P_i/P_s$) составляет, как правило, более 1.5 (для Карачаганакского месторождения от 1.06 до 1.27). Для этой зоны оценивается только K_c . Следует учитывать, что для природных многокомпонентных систем значение GLR_c экспериментально определяется с погрешностью не менее $\pm 50 \text{ стМ}^3/\text{стМ}^3$. Оценка насыщенности пластовой смеси по традиционному критерию (P_s/P_i) в подобных системах лишена смысла, поскольку в них P_s во всем диапазоне газосодержания не достигает P_i и, следовательно, с одной стороны, предельно насыщенные газом ($K_c \approx 1$) нефтяные системы (Ханкальское, Карачаганакское месторождения), с другой – предельно насыщенные компонентами группы C_{5+} газоконденсатные смеси (Харьковцевское) будут ошибочно считаться недонасыщенными. В то же время, наличие максимума на кривой давления начала конденсации показывает, что при снижении газосодержания степень насыщенности, определяемая по традиционному способу, будет возрастать, а затем снижаться, и при максимальном уровне насыщения газоконденсатной системы УВ группы C_{5+} будет иметь минимальное значение. В связи с этим, при использовании соотношений P_s и P_i можно говорить только о пережатости пластовой смеси.

Таким образом, на основе экспериментального и математического моделирования фазового поведения пластовых флюидов установлено следующее.

Традиционные методы распознавания типа залежи по физико-химической характеристике жидкого флюида, справедливые для не глубокопогруженных месторождений, недостаточно информативны при анализе высоконасыщенных глубокопогруженных пластовых флюидов. Достоверная идентификация фазового состояния этих систем должна про-

водиться на основе экспериментального моделирования фазовых переходов пластового флюида, с определением критического газосодержания.

Показана некорректность использования традиционного подхода к определению степени насыщенности пластовых смесей только по сопоставлению пластового давления и давления насыщения, поскольку для глубокопогруженных пережатых пластовых смесей максимум давления насыщения не достигает уровня пластового давления во всем диапазоне изменения газосодержания. Следовательно, с одной стороны, предельно насыщенные газом нефтяные системы, с другой - предельно насыщенные компонентами группы C_{5+} газоконденсатные смеси на основе существующих представлений будут ошибочно считаться недонасыщенными. В связи с этим разработан новый метод оценки степени насыщенности пластовых флюидов, заключающийся в классифицировании пластового флюида относительно барических уровней фазовой диаграммы и использовании критического и потенциального газосодержаний в качестве базовых сравнительных уровней с пластовым газосодержанием. Критическое газосодержание определено как переходный уровень нефтяной системы в газоконденсатную (и наоборот), а потенциальное - как газосодержание пластовой смеси, достигаемое в точках давления насыщения при пластовом давлении. Для распознавания образа пластовых смесей и степени их насыщенности предложены количественные классификационные критерии: коэффициент критичности насыщения (K_c) и коэффициент насыщенности (K_s).

11.4 Оценка подвижности конденсата при давлениях ниже точки росы

Ранее считалось, что при снижении пластового давления ниже давления начала конденсации (точки росы) ретроградный конденсатный флюид остается в пласте. Однако исследование высоконасыщенных пластовых газов, с содержанием C_{5+} более 500 г/м^3 , позволило выявить новое явление, проявляющееся в том, что при давлениях ниже точки росы выпавший конденсат может выноситься из пласта. Это способствует снятию ограничений продуктивности резервуара и обоснованию технологии добычи, при которой достигается эффективная конденсатоотдача при давлениях ниже точки росы.

Исследование сложных околокритических пластовых газов Перелюбского, и других месторождений в процессе эксплуатации показало, что подобные флюидальные системы не подчиняется общепризнанным закономерностям, которые присущи типичным газоконденсатным залежам. В составе добываемого газа при давлениях ниже точки росы происходит не уменьшение, а скачкообразное увеличение содержания жидких УВ (C_{5+}), а также возрастание плотности и молекулярной массы конденсата (табл. 3, рис. 27-28). Из этого

следует, что результаты исследования подобных систем на истощение, полученные в ячейке PVT, не адекватны поведению флюидов в реальных пластовых условиях (рис. 27).

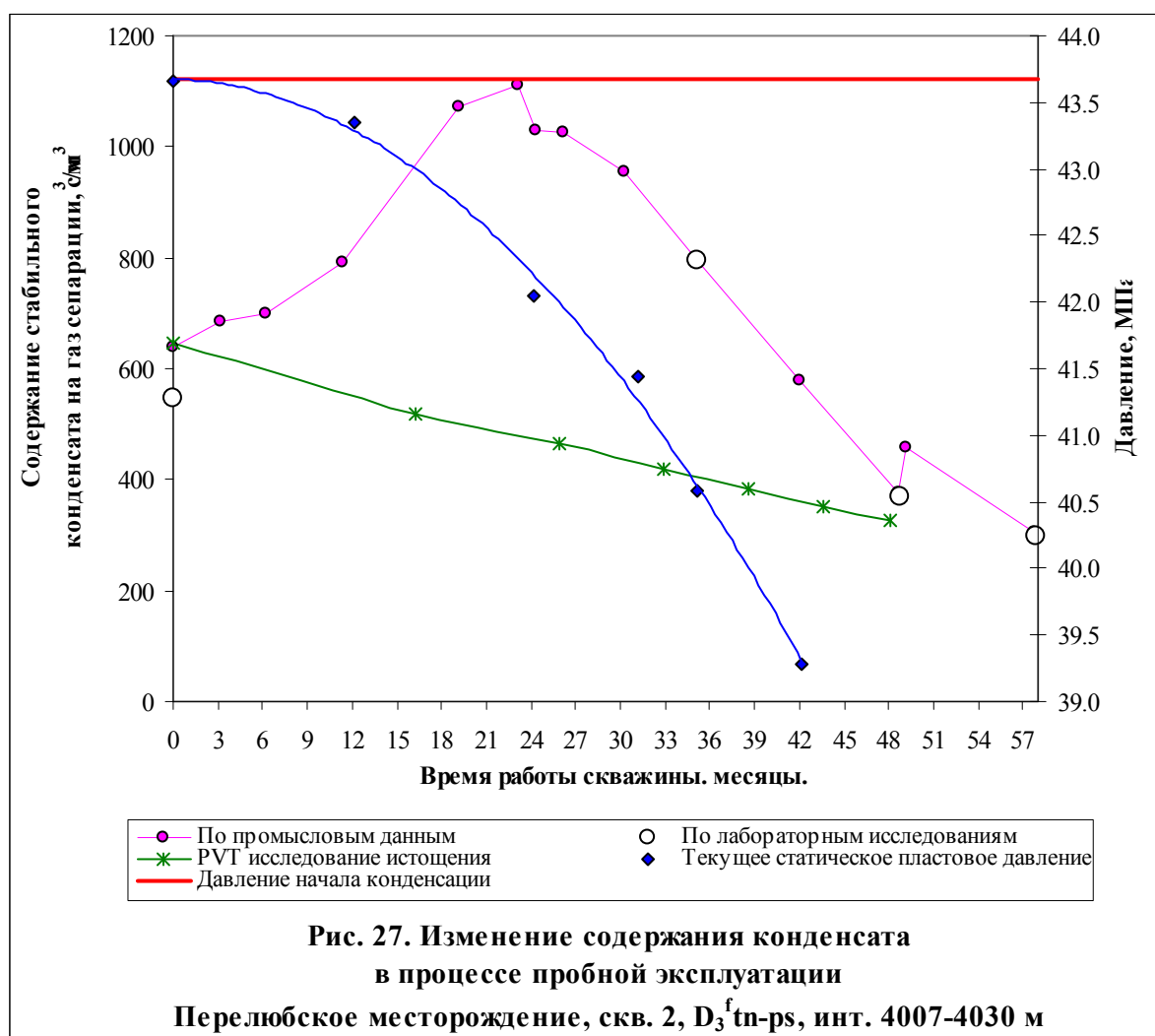


Табл. 3. Результаты промысловых и лабораторных исследований флюидов в процессе пробной эксплуатации скв. 2 Перелюбского месторождения на 8 мм штуцере.

Начало пробной эксплуатации: 24.11.95

| Дата отбора | Пластовое давление | Дебит газа | Дебит стабильного конденсата | Содержание конденсата на газ сепарации | Лабораторные исследования | | | |
|-------------|--------------------|--------------------------|------------------------------|--|---|---|---------------------------|--------------------------------|
| | | | | | Содержание C ₅₊ на газ сепарации | Содержание C ₅₊ на пластовый флюид | Плотность C ₅₊ | Молярная масса C ₅₊ |
| | МПа | тыс. м ³ /сут | т/сут | г/м ³ | г/м ³ | г/м ³ | кг/м ³ | г/мол |
| 24.11.95 | 43.68 | 121.10 | 77.42 | 546.5 | 538.8 | 466.4 | 781.4 | 135.0 |
| 28.02.96 | 43.64 | 163.55 | 112.00 | 684.8 | | | | |
| 28.05.96 | 43.57 | 163.00 | 114.00 | 699.4 | | | | |
| 01.11.96 | 43.34 | 150.05 | 118.80 | 791.7 | | | | |
| 28.06.97 | 42.74 | 116.43 | 124.80 | 1071.9 | | | | |
| 24.10.97 | 42.34 | 108.08 | 120.06 | 1110.8 | | | | |
| 01.12.97 | 42.19 | 116.70 | 120.00 | 1028.3 | | | | |
| 28.01.98 | 41.96 | 119.40 | 122.50 | 1026.0 | | | | |
| 01.06.98 | 41.39 | 114.00 | 108.68 | 953.3 | | | | |
| 25.10.98 | 40.63 | 112.30 | 89.43 | 796.3 | 795.7 | 659.5 | 793.3 | 145.4 |
| 24.05.99 | 39.32 | 172.60 | 99.60 | 577.1 | | | | |
| 12.12.99 | 37.88 | 181.74 | 72.05 | 369.3 | 361.7 | 328.3 | 774.8 | 137.0 |
| 28.12.99 | 37.75 | 188.80 | 86.40 | 457.6 | | | | |
| 16.09.00 | 35.53 | 144.28 | 44.12 | 300.0 | 293.6 | 265.3 | 763.9 | 128.5 |

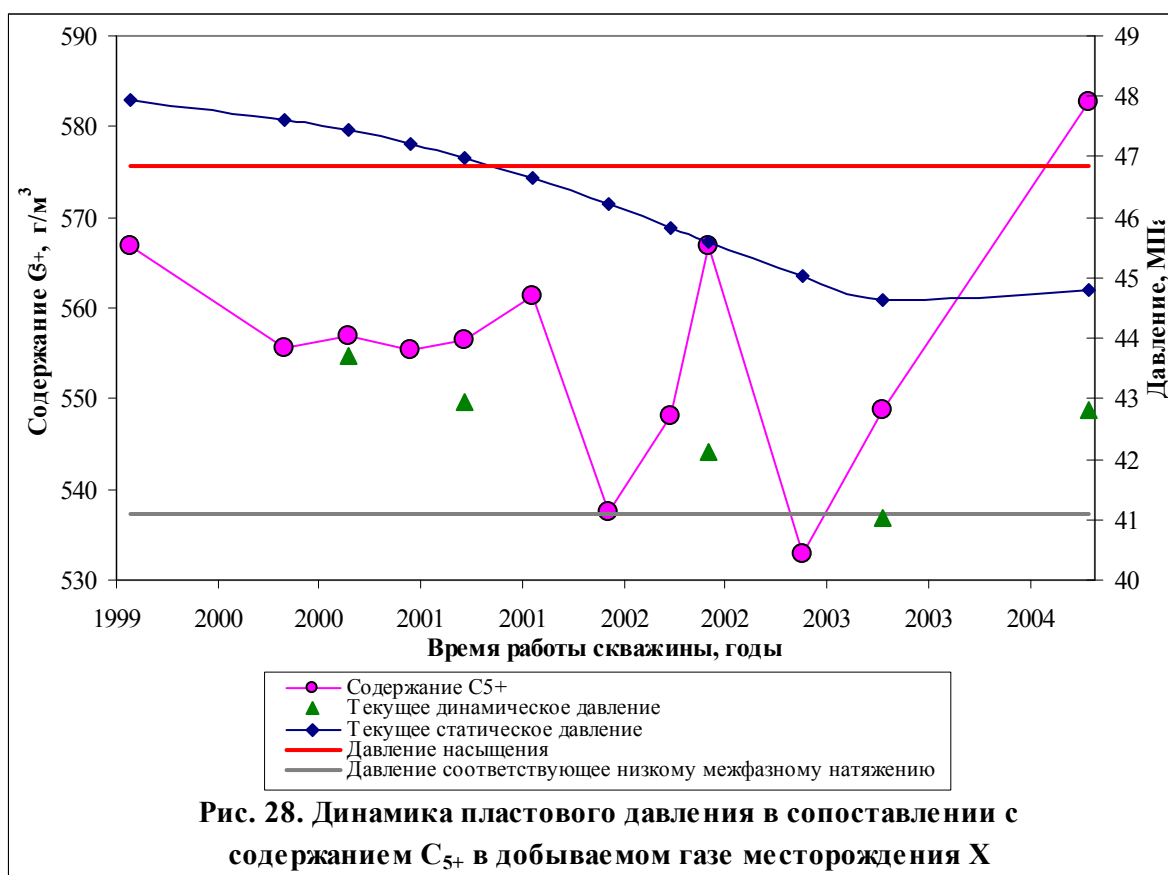


Рис. 28. Динамика пластового давления в сопоставлении с содержанием C₅₊ в добываемом газе месторождения X

Это явление в реальных условиях пласта может быть обусловлено низким межфазным натяжением (МФН) между конденсатом и газом в близкритическом флюиде, что может приводить к повышению псевдодавления и компенсировать таким образом снижение относительной проницаемости, вызванной выпадением конденсата [7, 6]. Если такие условия реализуются в пластовых условиях, то выпавший конденсат может оставаться подвижным, и в результате добавления к остающимся компонентам C₅₊ в пластовом газе, содержание конденсата в добываемом газе может возрастать. Экспериментальные исследования, проведенные на лазерной установке МФН⁷ компании «БГ Технолоджи» для околокритического газоконденсатного флюида Карачаганакского месторождения, доказывают возможную вероятность этого процесса, при значении МФП менее 0.07-0.08 Нм/м [20]. При дальнейшем снижении пластового давления система должна подчиняться общим закономерностям и выпавший конденсат остается в пласте. Разница в давлениях между давлением точки росы и давлением, соответствующему критическому межфазному натяжению, когда проявляется поток с низким межфазным натяжением в процессе истощения, определяется составом флюида, значением его точки росы и может составлять 4-6 МПа. Для реальной оценки этого диапазона следует использовать результаты эксперименталь-

⁷ Замер МФН при использовании техники рассеянного лазерного луча спектроскопии фотонной корреляции [52] дает возможность замерить низкое межфазное натяжение, лучше чем другими методами, при использовании которых образуется криволинейная граница раздела, ведущая к образованию экспериментальных проблем в районе низкого межфазного натяжения.

ных замеров или расчетов межфазного натяжения, полученных по корреляции Стегемейера-Хога [49, 50] с замеренной плотностью, поскольку композиционное моделирование, где используются значения плотности по уравнению состояния в корреляции МФН приводит к существенным погрешностям.

Таким образом, гидродинамические и лабораторные исследования по изучению подвижности конденсата в условиях снижения пластового давления ниже давления начала конденсации, подтвердили, что конденсат обладает фильтрационной подвижностью и может в большей или меньшей мере выноситься из пласта благодаря низкому межфазному натяжению на границе выпавшего конденсата с равновесным газом.

11.5. Обоснование подсчетных параметров пластовой нефти

Подсчетными параметрами, характеризующими физико-химические свойства пластовой нефти, являются объемный коэффициент, газосодержание и плотность сепарированной нефти в стандартных условиях. Экспериментальное определение этих параметров проводится тремя способами:

1. Однократное разгазирование пластовой нефти от начальных пластовых до стандартных условий.
2. Дифференциальное разгазирование (до давления 0.1 МПа), которое, согласно инструкции ГКЗ, должно являться основой для подсчета запасов нефти.
3. Ступенчатая сепарация, согласно схемы промысловой сепарации.

Значения параметров пластовой нефти при различных видах разгазирования и их сравнительная оценка по балансу компонентов C_{5+} и по значениям удельных запасов нефти в расчете на 1 м^3 эффективного нефтенасыщенного порового пространства даны табл.

4. В качестве фактического материала использованы исследования по основным типам пластовых нефтей (от летучих до тяжелых), различающихся термобарическими условиями, составом и свойствами флюидов в пределах Волго-Уральской НГП (Ю.-Первомайское, Памятно-Сасовское, Терновское, Остролукское месторождения) и Прикаспийской впадины (Карачаганакское и Тенгизское).

Табл. 4. Сравнительная характеристика подсчетных параметров и удельных запасов нефти и газа при различных видах разгазирования

| Параметры | | Ступенчатая сепарация | | Стандартная сепарация | | Дифференциальное разгазирование | | Пластовая нефть* |
|--|--------------------------------|-----------------------|--------------|-----------------------|--------------|---------------------------------|--------------|------------------|
| | | нефть | газовая фаза | нефть | газовая фаза | нефть | газовая фаза | |
| Остролукское, C₁^уbb, скв.1, 1179-1187 м | | | | | | | | |
| Пластовое давление | МПа | | | | | | | 12.38 |
| Пластовая температура | °С | | | | | | | 37.5 |
| Объемный коэффициент | | 1.129 | | 1.157 | | 1.137 | | |
| Газосодержание | м ³ /т | 55.5 | | 63.1 | | 58.0 | | |
| | м ³ /м ³ | 45.5 | | 52.0 | | 47.6 | | |
| Плотность флюидов | кг/м ³ | 819.3 | 1.2417 | 824.6 | 1.3943 | 821.0 | 1.2857 | 775.6 |
| Плотность сухого газа | кг/м ³ | | 1.1432 | | 1.2111 | | 1.1617 | 1.3101 |
| Плотность C ₅₊ | кг/м ³ | 827.9 | 652.1 | 831.1 | 653.6 | 824.8 | 652.2 | 821.4 |
| Содержание C ₅₊ по составу | г/м ³ | | 138.0 | | 270.9 | | 177.3 | |
| | масс% | 97.92 | 11.28 | 98.59 | 19.72 | 98.11 | 13.99 | 92.33 |
| Удельные запасы | | | | | | | | |
| Флюид | кг | 725.6 | 50.0 | 712.9 | 62.7 | 721.78 | 53.8 | |
| Компоненты C ₅₊ | кг | 710.5 | 5.6 | 702.9 | 12.4 | 708.1 | 7.5 | 716.1 |
| | масс% | 99.21 | 0.79 | 98.27 | 1.73 | 98.95 | 1.05 | 100.00 |
| Терновское, D₂^{ef}kl, скв.5, 2836-2850 м | | | | | | | | |
| Пластовое давление | МПа | | | | | | | 28.99 |
| Пластовая температура | °С | | | | | | | 90.0 |
| Объемный коэффициент | | 1.111 | | 1.130 | | 1.163 | | |
| Газосодержание | м ³ /т | 44.1 | | 49.0 | | 57.3 | | |
| | м ³ /м ³ | 36.6 | | 40.9 | | 48.2 | | |
| Плотность флюидов | кг/м ³ | 831.0 | 1.0444 | 834.5 | 1.2131 | 840.2 | 1.4562 | 782.6 |
| Плотность сухого газа | кг/м ³ | | 0.915898 | | 0.975153 | | 1.019138 | 1.0841 |
| Плотность C ₅₊ | кг/м ³ | 837.3 | 655.2 | 838.8 | 637.7 | 842.7 | 658.1 | 831.5 |
| Содержание C ₅₊ по составу | г/м ³ | | 167.1 | | 168.0 | | 590.1 | |
| | масс% | 98.59 | 16.18 | 99.03 | 26.43 | 99.42 | 41.22 | 94.95 |
| Удельные запасы | | | | | | | | |
| Флюид | кг | 748.2 | 34.4 | 738.7 | 43.9 | 722.32 | 60.3 | |
| Компоненты C ₅₊ | кг | 737.6 | 5.6 | 731.5 | 11.6 | 718.1 | 24.8 | 743.1 |
| | масс% | 99.25 | 0.75 | 98.44 | 1.56 | 96.66 | 3.34 | 100.00 |

Табл. 4 (продолжение). Сравнительная характеристика подсчетных параметров и удельных запасов нефти и газа при различных видах разгазирования

| Параметры | Ступенчатая сепарация | | Стандартная сепарация | | Дифференциальное разгазирование | | Пластовая нефть* | |
|--|--------------------------------|--------------|-----------------------|--------------|---------------------------------|--------------|------------------|--------|
| | нефть | газовая фаза | нефть | газовая фаза | нефть | газовая фаза | | |
| Памятно-Сасовское, D ₃ ^f evlv, скв.25, 2667-2674 м | | | | | | | | |
| Пластовое давление | МПа | | | | | | | 24.26 |
| Пластовая температура | °С | | | | | | | 77.7 |
| Объемный коэффициент | | 1.332 | | 1.399 | | 1.416 | | |
| Газосодержание | м ³ /т | 154.7 | | 175.0 | | 178.5 | | |
| | м ³ /м ³ | 128.9 | | 147.7 | | 150.9 | | |
| Плотность флюидов | кг/м ³ | 833.8 | 0.9004 | 843.9 | 1.0408 | 845.4 | 1.0878 | 712.9 |
| Плотность сухого газа | кг/м ³ | | 0.8789 | | 0.9564 | | 0.9452 | 0.9717 |
| Плотность C ₅₊ | кг/м ³ | 840.0 | 646.6 | 845.9 | 653.7 | 846.2 | 663.8 | 839.0 |
| Содержание C ₅₊ по составу | г/м ³ | | 27.6 | | 140.9 | | 182.1 | |
| | масс% | 97.47 | 3.09 | 99.22 | 13.54 | 99.22 | 16.99 | 86.02 |
| Удельные запасы | | | | | | | | |
| Флюид | кг | 625.8 | 87.1 | 603.1 | 109.9 | 597.01 | 115.9 | |
| Компоненты C ₅₊ | кг | 610.0 | 2.7 | 598.4 | 14.9 | 592.4 | 19.7 | 613.3 |
| | масс% | 99.56 | 0.44 | 97.57 | 2.43 | 96.78 | 3.22 | 100.00 |
| Ю.-Первомайское, D ₂ ^{gv} vb, скв.27, 3629-3634 м | | | | | | | | |
| Пластовое давление | МПа | | | | | | | 33.20 |
| Пластовая температура | °С | | | | | | | 97.0 |
| Объемный коэффициент | | 2.827 | | 3.126 | | 4.413 | | |
| Газосодержание | м ³ /т | 735.0 | | 830.5 | | 1218.5 | | |
| | м ³ /м ³ | 569.4 | | 655.5 | | 977.9 | | |
| Плотность флюидов | кг/м ³ | 774.7 | 0.9813 | 789.3 | 1.0453 | 802.6 | 1.3080 | 471.7 |
| Плотность сухого газа | кг/м ³ | | 0.9524 | | 0.9734 | | 0.9774 | 0.9792 |
| Плотность C ₅₊ | кг/м ³ | 788.1 | 643.3 | 793.7 | 650.3 | 805.8 | 732.1 | 782.2 |
| Содержание C ₅₊ по составу | г/м ³ | | 38.3 | | 106.9 | | 404.9 | |
| | масс% | 96.41 | 3.94 | 99.02 | 10.28 | 99.45 | 31.42 | 57.89 |
| Удельные запасы | | | | | | | | |
| Флюид | кг | 274.0 | 197.7 | 252.5 | 219.2 | 181.85 | 289.8 | |
| Компоненты C ₅₊ | кг | 264.2 | 7.8 | 250.0 | 22.5 | 180.8 | 91.1 | 273.1 |
| | масс% | 97.14 | 2.86 | 91.74 | 8.26 | 66.51 | 33.49 | 100.00 |

* Плотность дана для начальных пластовых условий по экспериментальным данным.

Подсчетные параметры рассчитаны по составу пластовой нефти при разделении на сухой газ и компоненты C₅₊

Дифференциальное разгазирование проводилось по 8-ступенчатом снижении давления

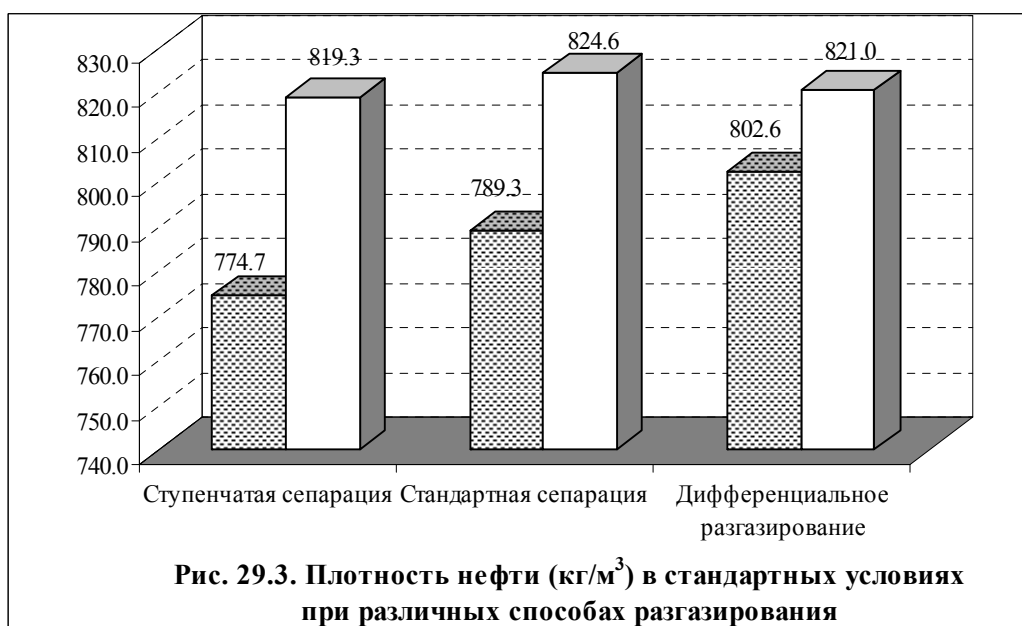
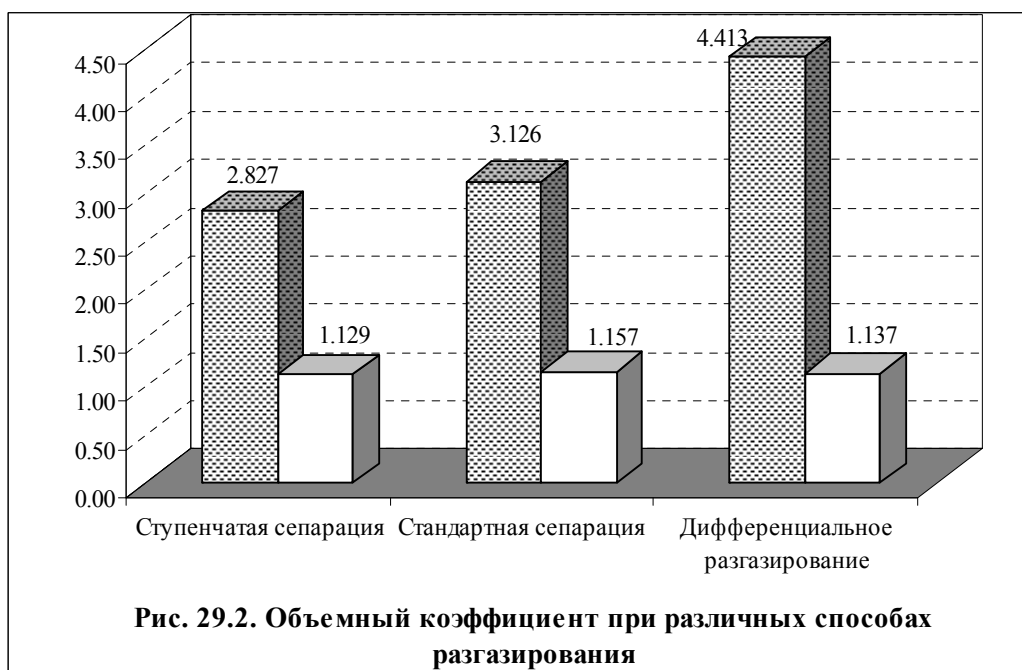
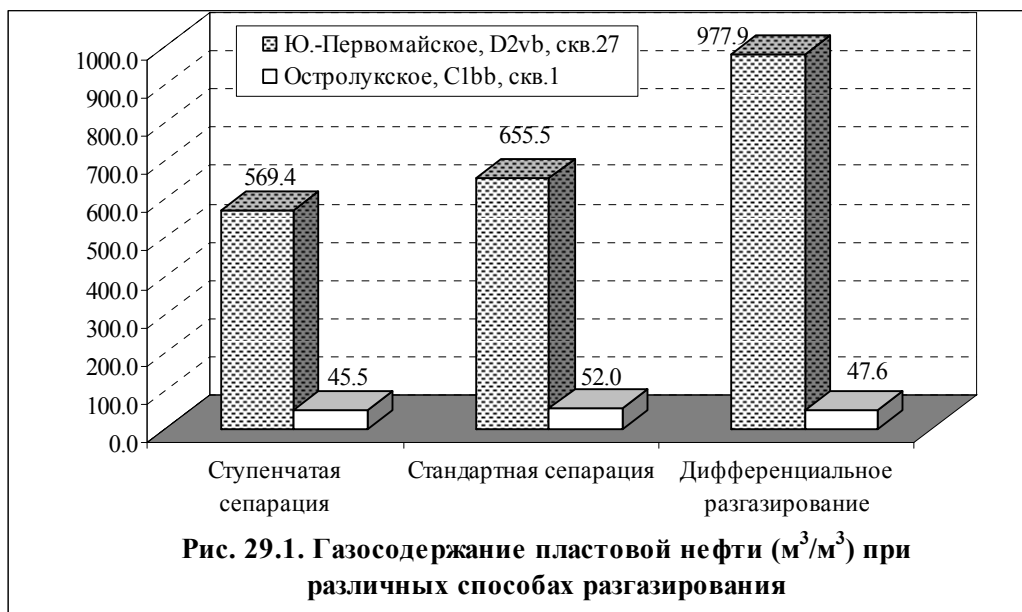
Подсчет удельных запасов нефти и газа в расчете на 1 м³ эффективного нефтенасыщенного порового пространства проводился по традиционным формулам подсчета запасов.

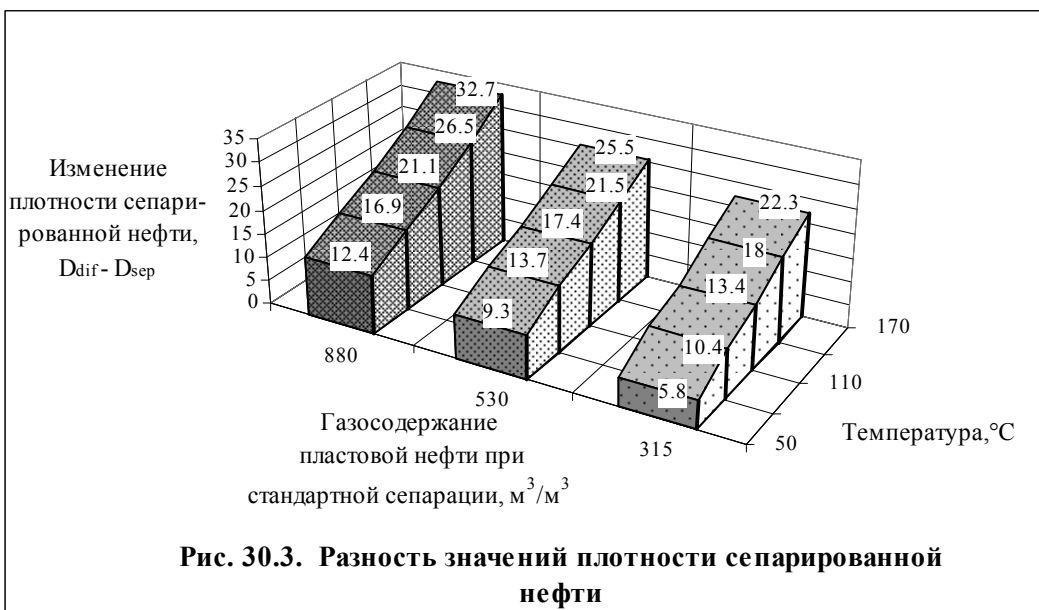
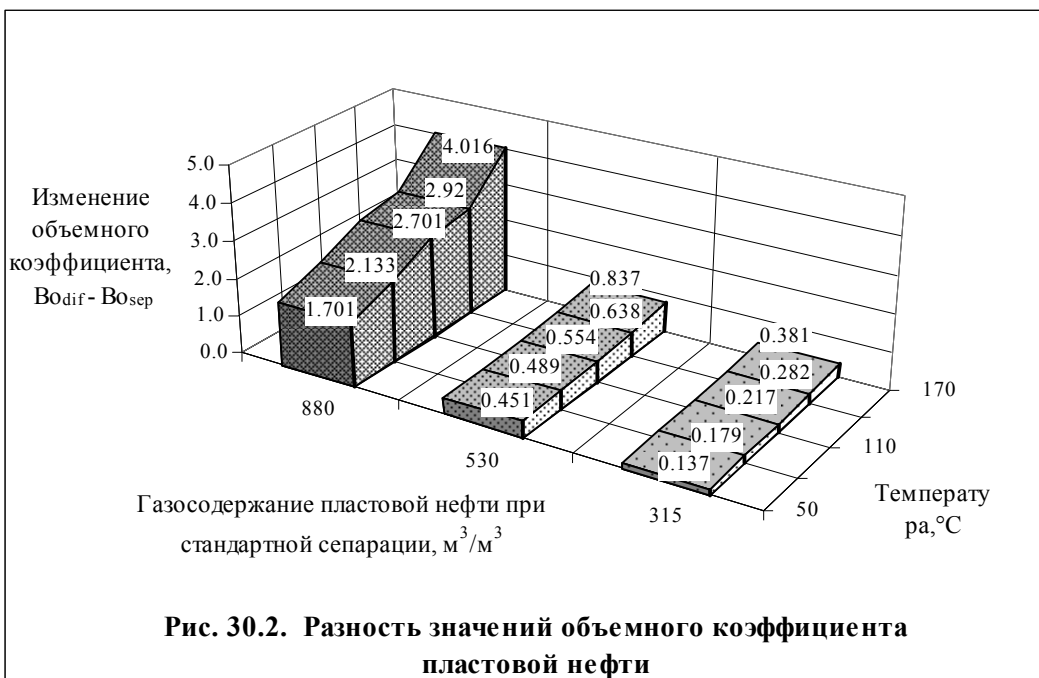
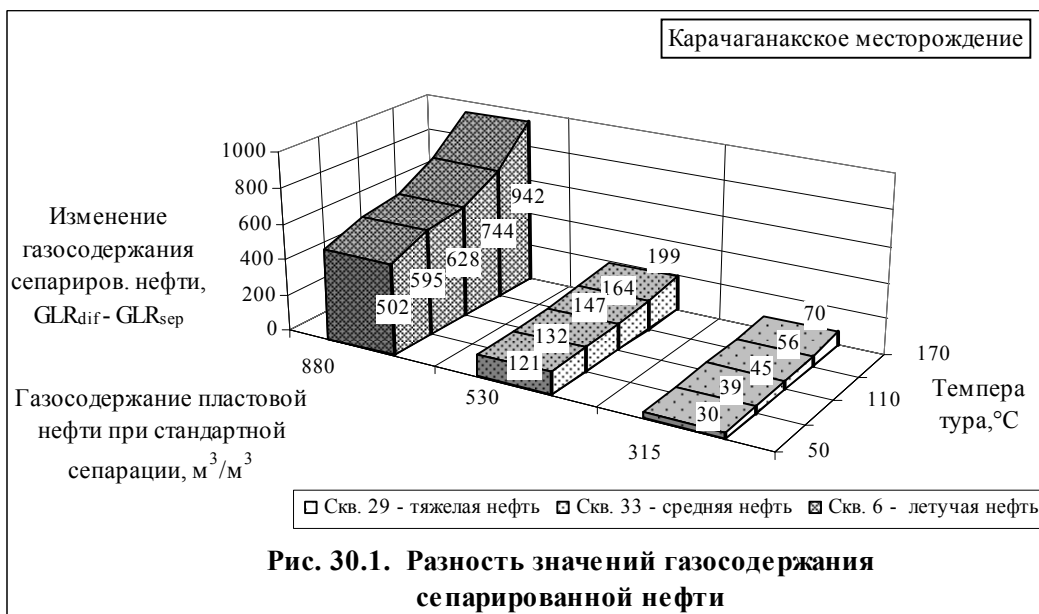
Удельные запасы компонентов C₅₊ рассчитывались по данным их массового содержания в продуктах сепарации. По ступенчатой сепарации и дифференциальному разгазированию использовался средневзвешенный состав газовой фазы по газосодержанию. В летучих нефтях в состав газовой фазы включался конденсат, замеряемый в сепараторе на всех ступенях разгазирования.

Для расчета объемного коэффициента была применена формула: $V_o = [\rho_o + (GOR * \rho_g)] / \rho_{гф}$, где ρ_o – плотность сепарированной нефти (кг/м³), ρ_g – плотность сепарированного газа (кг/м³), GOR – газосодержание (м³/м³), $\rho_{гф}$ – плотность пластового флюида при начальных P и t (кг/м³).

Сопоставление показывает, что в неглубокопогруженных пластовых нефтях с низким газосодержанием различные виды разгазирования дают близкие результаты (табл. 4, Остролукское месторождение). В этих условиях значения подсчетных параметров (газосодержание, объемный коэффициент и плотность сепарированной нефти), замеренные по дифференциальному разгазированию, уменьшаются относительно ступенчатой и стандартной сепарации (рис. 29.1-29.3).

В отличие от этого, в месторождениях с более высокими значениями пластовых давлений и температур, в направлении от ступенчатой сепарации к стандартной и дифференциальному разгазированию, независимо от количества растворенного газа, происходит возрастание значений газосодержания, объемного коэффициента и плотности сепарированной нефти (рис. 29.1-29.3).

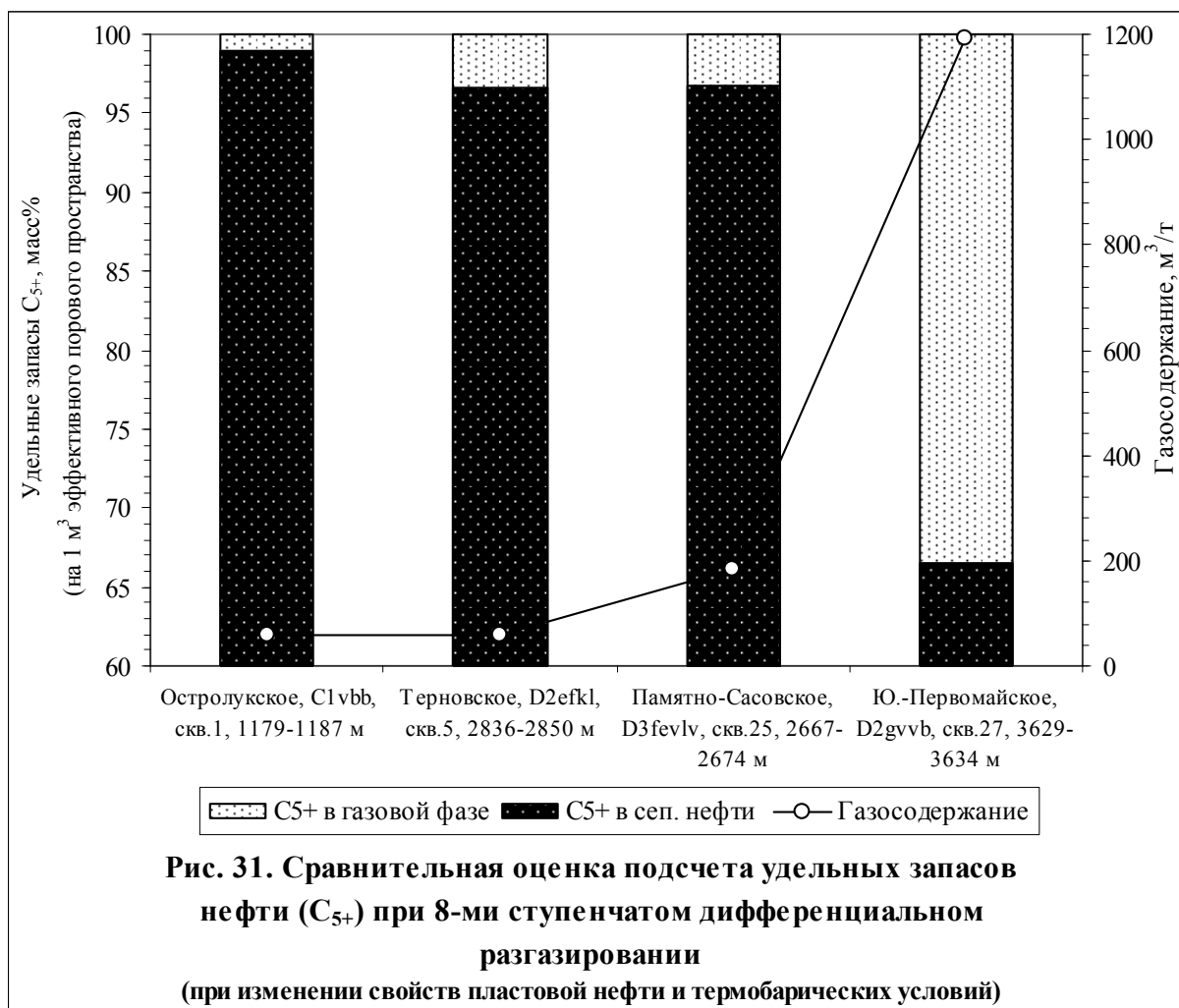




При этом при увеличении количества растворенного газа, давления и температуры, разность между параметрами, определяемыми при различных видах разгазирования, возрастает (рис. 30.1 - 30.3).

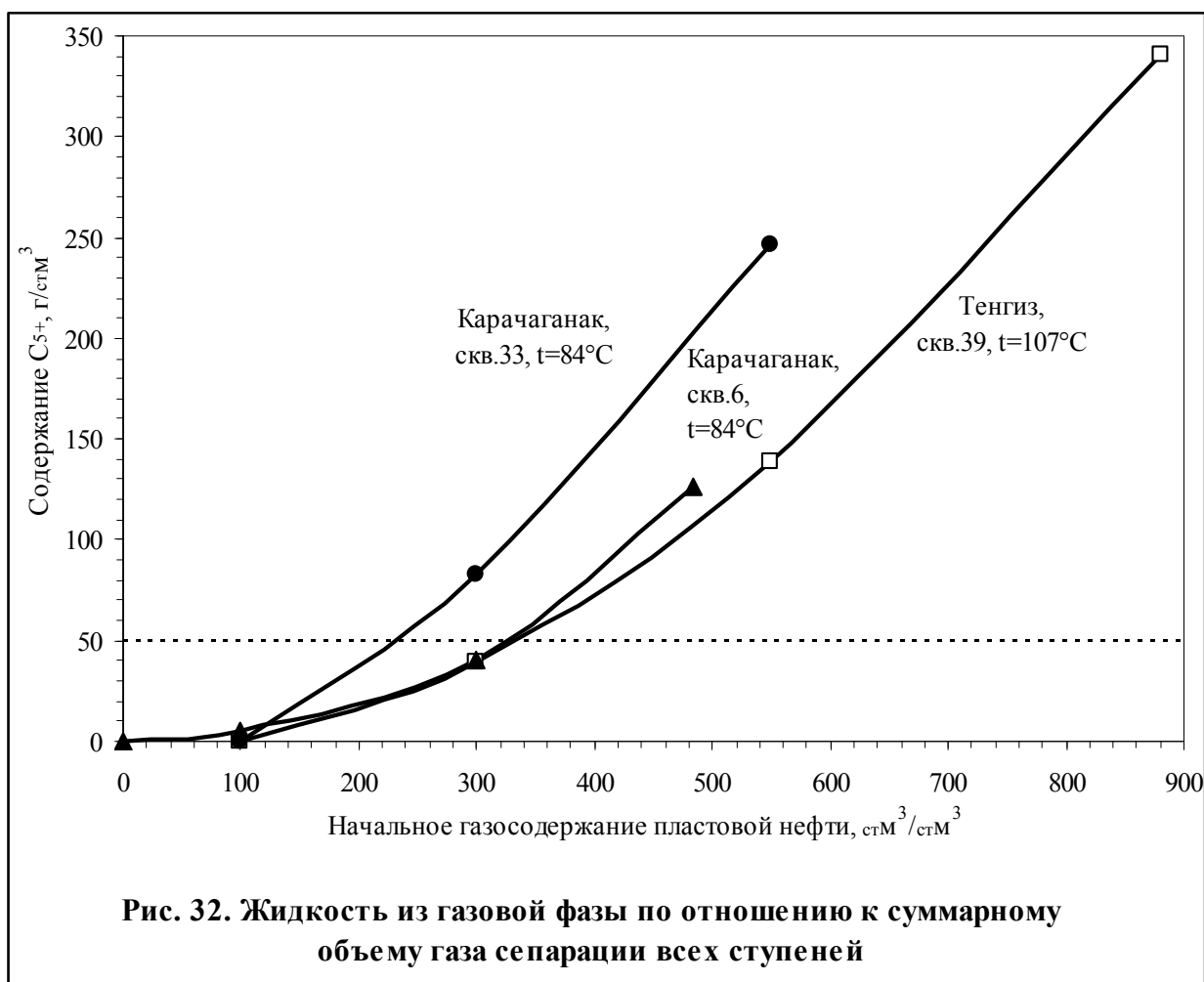
На этих рисунках на примере Карачаганакского месторождения демонстрируется сопоставление модельных пластовых нефтей с газосодержанием по стандартной сепарации 315, 530, 880 м³/м³. По вертикали приведена разность значений газосодержания (GLR), объемного коэффициента (Vo) и плотности сепарированной нефти (D), замеренных при дифференциальном разгазировании (dif) и стандартной сепарации (sep). Эффект увеличения значений параметров усиливается при уменьшении количества ступеней дифференциального разгазирования.

Эти особенности следует учитывать при подсчете запасов нефти и растворенного газа, поскольку применение традиционного дифференциального разгазирования без учета углеводородов, испаряющихся в газовую фазу, существенно занижает запасы летучей нефти [1]. В добавлении к этому по мере увеличения летучести нефти погрешность расчета существенно возрастает (рис.31).



Так, в Ю.-Первомайском месторождении удельные запасы компонентов группы C_{5+} при использовании значений параметров на основе дифференциального разгазирования (без учета C_{5+} в газовой фазе) занижаются на 31 %, относительно величин, рассчитанных с учетом полного материального баланса (табл. 4). Это связано с тем, что при жестких термобарических условиях легкокипящие фракции пластовой летучей нефти интенсивно испаряются в газовую фазу на каждой ступени дифференциального разгазирования и удаляются вместе с газовой фазой. При сепарации этого газа в стандартных условиях выделяется ретроградная жидкость (конденсат). Содержание этого конденсата находится в прямой зависимости от начального газосодержания пластовой нефти (рис. 32) и, соответственно, состава выделяющейся газовой фазы при дифференциальном разгазировании.

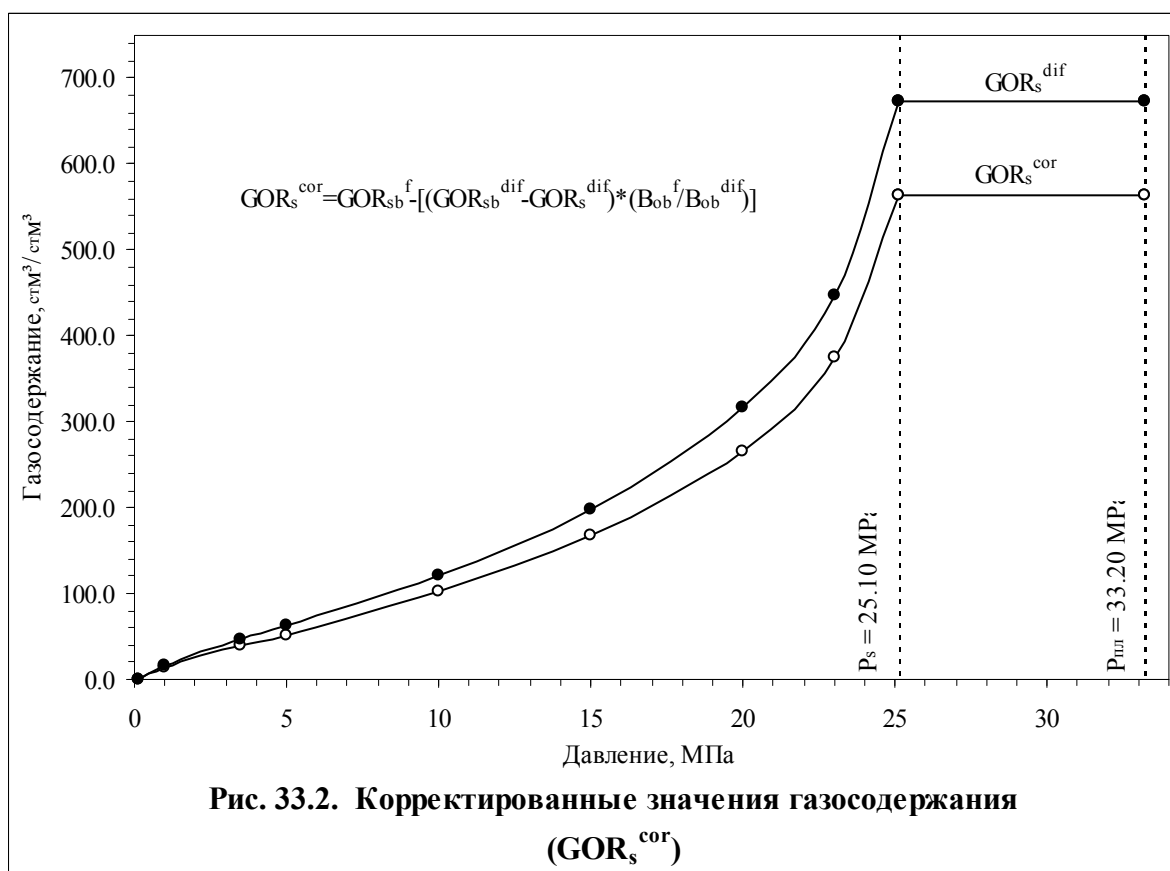
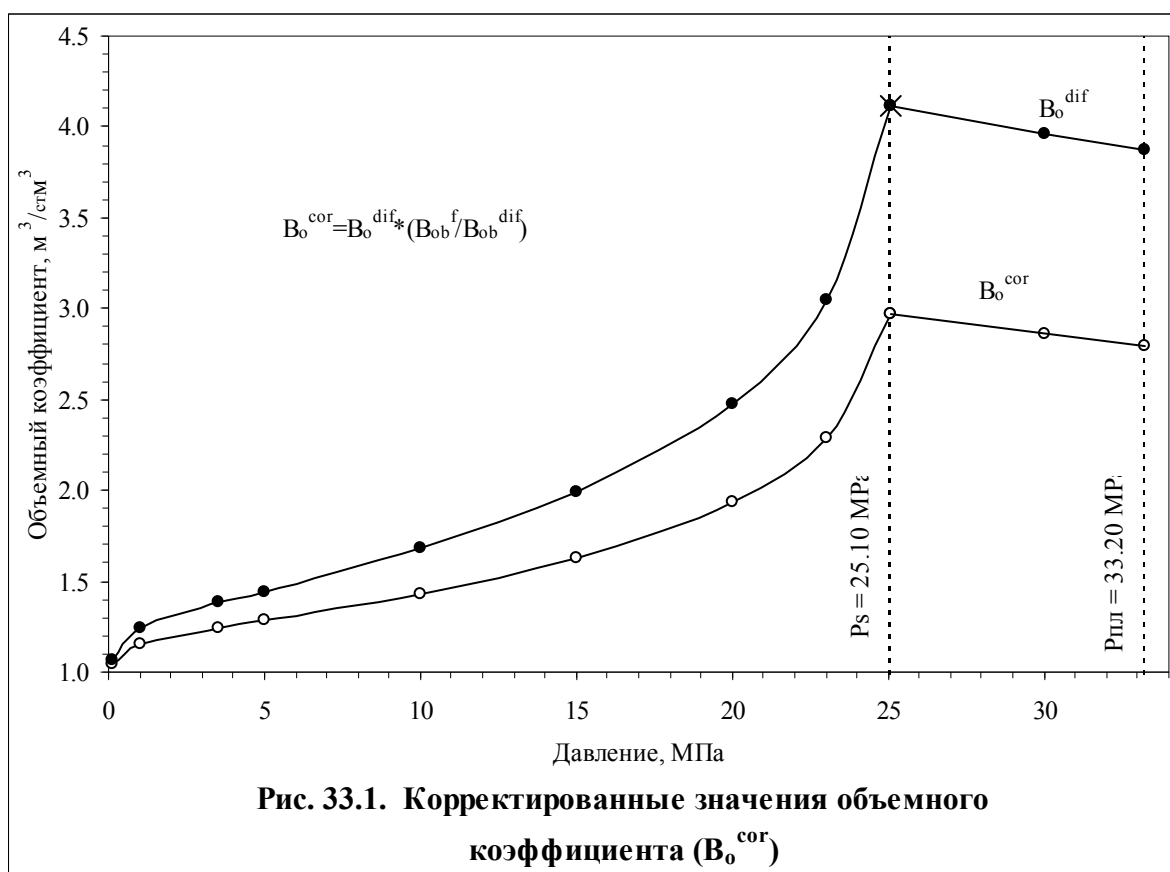
Исследования Карачаганакской и Тенгизской пластовых нефтей показали, что, масса ретроградной жидкости на газ сепарации для всего диапазона летучей нефти варьирует от 40 до 340 г/м³ и составляет от 2 до 34 % от массы C_{5+} в начальной пластовой нефти, что сопоставимо по добыче жидких УВ с рентабельными газоконденсатными месторождениями.



Запасы летучей нефти, определенные по результатам ступенчатой сепарации, по сравнению со стандартной сепарацией и дифференциальным разгазированием, ближе к потенциальным суммарным величинам. Это объясняется тем, что при ступенчатой сепарации испарение углеводородов группы C_{5+} в газовую фазу происходит существенно менее интенсивно, чем при дифференциальном разгазировании, поскольку она осуществляется при более низких давлениях и температурах. При стандартной сепарации летучих нефтей в газовую фазу также испаряется значительное количество легкокипящих УВ (до 9 % от начальной потенциальной массы C_{5+}).

Таким образом, при подсчете запасов пластовой нефти (особенно летучей) следует принимать данные ступенчатой сепарации. В связи с этим рекомендуется внести соответствующие изменения в инструкцию ГКЗ [30], нацеливающую исследователей на использование результатов дифференциального разгазирования и не отражающую адекватно фазовые изменения, происходящие в условиях пласта и скважины. Более того, практическое использование варианта дифференциального разгазирования требует значительных временных затрат, ведет к ощутимым экспериментальным погрешностям и как следствие, создает определенные проблемы при адаптации композиционной модели пластового флюида. Для осуществления надежной адаптации лучше всего использовать данные исследования при постоянной массе, результаты ступенчатой и стандартной сепарации.

В зарубежной практике при вводе данных в гидродинамический симулятор «Black Oil» восполнение потерь компонентов C_{5+} осуществляется путем корректирования результатов дифференциального разгазирования по сепарационному тесту (ступенчатая сепарация) по формулам P.L. Moses [3]. Наглядное представление реализации этой методики дано на рис. 33 на примере летучей нефти Ю. Первомайского месторождения.



Исходя из этого для сопоставимости начальных запасов нефти и газа, рассчитываемых по статической и динамической моделям, в геологический модуль подсчетные параметры пластовой и сепарированной нефти следует вводить также по варианту ступенча-

той сепарации, согласно действующей или проектной схеме промысловой сепарации. При этом, поскольку в статическую модель во все ячейки заданного региона закладываются одинаковые значения параметров, они должны быть приведены к усредняющему глубинному срезу, соответствующего плоскости, делящей запасы подсчетного объекта пополам.

11.6. Особенности оценки подсчетных параметров пластового газа

Как известно, основными параметрами для подсчета запасов пластового газа и конденсата (C_{5+}) являются: коэффициент газонасыщенности коллектора, коэффициент сжимаемости пластового газа, начальное суммарное содержание компонентов C_{5+} в пластовой смеси и коэффициент их извлечения, а также значения начального и конечного пластовых давлений.

Методика определения коэффициента газонасыщенности (K_r), исключая завышение запасов газа и конденсата и заключающаяся в вычитании из K_r не только остаточной воды но и остаточной нефти впервые была предложена А. Г. Дурмишьяном [26]. Учитывая практическую важность этого вопроса, при дальнейшем исследовании глубокопогруженных газоконденсатных месторождений для определения величины остаточной нефтенасыщенности ($K_{он}$) разработан ряд методических способов: экстракционно-дистилляционный, химико-битуминологический [9], фракционных аналогий [37], по сопоставлению пористости до и после экстракции, а также по ГИС на основе определения коэффициента нефтегазо- и газонасыщенности [48]. Наиболее широкое применение при подсчете запасов Астраханского и Карачаганакского месторождений получил экстракционно-дистилляционный способ по потере веса в стандартных условиях предварительно герметизированного образца [9]. Вместе с тем, использование этого способа требует введения трудоемких экспериментально определяемых поправок на объем конденсата, выпавшего при подъеме керна на поверхность, на минеральные соли и, в ряде случаев, на инородную нефть, неучет которых приводит к занижению запасов газа и конденсата. Исследования на примере Астраханского и Карачаганакского месторождений показали, что выпавший конденсат ($K_{конд}$) составляет от 27 - 54 % для Астраханского ГКМ и до 62 - 97 % для Карачаганакского НКМ от наблюдаемой величины остаточной нефтеконденсатонасыщенности ($K_{онк}$). С учетом этого факта средняя остаточная нефтенасыщенность ($K_{он}$) оценивается на уровне 3-11 % и 1-8 %, соответственно, на открытое поровое пространство коллектора. Полученное значение $K_{он}$ является приблизительной величиной, поскольку наблюдаемое значение остаточной нефтеконденсатонасыщенности, на основе которого производятся все вычисления, зависит также от времени, прошедшего от выноса до герметизации керна, определяющего потерю легкокипящих УВ. Более того, подчиненная

прямая зависимость $K_{\text{онк}}$ от количества водосодержания, включая фильтрат бурового раствора, свидетельствует, что невыясненная методическая погрешность экстракционно-дистилляционного анализа может составлять существенную величину.

Применительно к месторождениям, находящимся в жестких термобарических условиях, наиболее надежной методикой массового определения $K_{\text{он}}$ является химико-битуминологический анализ негерметизированных образцов, фиксирующий высокомолекулярные смолисто-асфальтеновые компоненты, которые могут отвечать составу остаточной нефти. Вместе с тем, в пределах глубокопогруженных месторождений в жестких термобарических условиях при наличии кислых компонентов пластовое испарение является более жестким относительно такового в стандартных условиях.

В связи с этим, для повышения достоверности предлагается **новый способ определения остаточной нефтенасыщенности коллекторов**, основанный на испарении в пластовых условиях в газ сепарации конденсата, выпавшего в керне при подъеме его на поверхность [16].

Поскольку возможно изменение состава газа по месторождению, то необходимо, чтобы глубина отбора газа совпадала с глубиной отобранного керна. При наличии сепарированного пластового газа из данной части залежи и термобарических условий, соответствующих пластовым, в сжатом газе растворяются именно те УВ, которые в нем содержались, а затем выпали при подъеме керна на поверхность. Поэтому этот процесс назван ретроградным испарением, т.е. обратным. При восстановлении исходных пластовых условий выпавшие УВ опять возвращаются в газ и удаляются вместе с ним, а в остаточной нефти остаются те УВ, которые находились в пласте в жидком состоянии. Испарение других УВ из остаточной нефти возможно только в том случае, если изменятся термобарические условия и состав растворяющего газа.

Способ реализуется следующим образом. Производится обработка образца керна вытесняющим агентом при пластовом давлении и температуре, а затем экстрагирование из него остаточной нефти.

Опробование предлагаемого способа определения остаточной нефтенасыщенности было проведено для Астраханского ГКМ. Испарение конденсата проводилось на установке М-АСМ-600, дополненной кернодержателем и сосудами высокого давления со свободно плавающими поршнями, помещенными в термостатируемый шкаф. Для опытов использовался керн размером 76×120 мм, заключенный в металлическую оправу (залитка оловом). При пластовых условиях ($P_i=61.4$ МПа, $t_i=109$ °С) проводилась 20-кратная прокачка газа сепарации следующего состава (mol %): N_2 - 0.65, CO_2 - 13.50, H_2S - 22-30, C_1 - 60.36, C_2 - 1.95, C_3 - 0.63, $i-C_4$ - 0.10, $n-C_4$ - 0.24, $i-C_5$ - 0.1, $n-C_5$ - 0.08, C_{5+} - 0.09. Количество

прокачек установлено опытным путем по вымыванию азота из керна метаном с последующим хроматографическим определением. После проведения опыта по испарению и удалению конденсатной составляющей проводилась экстракция керна толуолом и спиртобензолом для определения остаточной нефти, не извлекаемой газом в пластовых условиях. По разности массы керна до и после экстракции с учетом выделенной воды и объема порового пространства оценивалось количество $K_{он}$, значение которой составило от 0.5 до 1.5 %. Близкую величину дает метод фракционных аналогий [37], результаты которого также были использованы для обоснования значения остаточной нефтенасыщенности Астраханского месторождения.

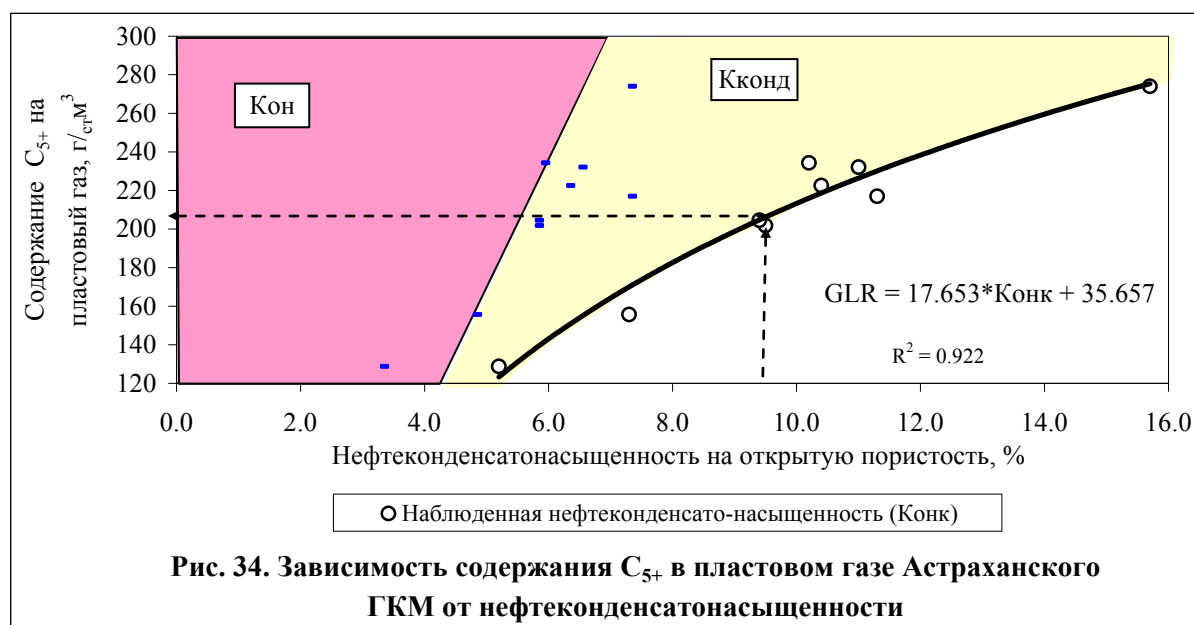
Предлагаемый способ запатентован, дает достоверное определение остаточной нефтенасыщенности газонасыщенных коллекторов глубокопогруженных месторождений, и его целесообразно использовать как альтернативный вариант в качестве базовых определений.

Низкое содержание остаточной нефтенасыщенности газонасыщенных коллекторов является закономерным явлением для глубокопогруженных месторождений, поскольку с увеличением температуры, давления, концентрации кислых компонентов, в пластовом газе растворяются не только УВ, но и смолы, включая следы асфальтенов (Астраханское и Карачаганакское месторождения). В результате в коллекторах остается незначительная доля неподвижной остаточной нефти с небольшой вариацией по содержанию. Поэтому основную долю наблюдаемых значений остаточной нефтеконденсатонасыщенности в герметизированных образцах, как это было обосновано выше для Астраханского и Карачаганакского месторождений, составляет $K_{конд}$, т.е. выпадающий из пластовой смеси конденсат в керне, при подъеме его на поверхность. В связи с этим, для подобных залежей предложен **способ оценки содержания конденсата в пластовом газе**, основанный на установлении корреляционной связи между содержанием конденсата в пластовом газе и нефтеконденсатонасыщенностью коллектора [17]. Способ реализуется следующим образом. Из всех скважин исследуемого месторождения, где не производились закачки инородных нефтяных добавок в буровой раствор, отбирается герметизированный в парафине или глинистом растворе керн. В лабораторных условиях керн подвергается экстракционно-дистилляционному анализу с определением нефтеконденсатонасыщенности ($K_{онк}$). По каждой скважине подсчитывается средневзвешенная величина $K_{онк}$ в пределах эффективных толщин. При большой высоте массивной залежи средневзвешенные значения $K_{онк}$ подсчитываются поинтервально, через 200 - 250 м. Производится анализ результатов исследования скважин на газоконденсатность. Выбираются представительные данные по суммарному содержанию конденсата в пластовой смеси ($г/м^3$), полученные в полнопоточ-

ных сепараторах при оптимальных скоростях потока и депрессии на пласт. По намеченным представительным скважинам строится эталонная зависимость для данного месторождения в координатах: содержание конденсата в пластовом газе – концентрация наблюдаемой нефтеконденсатонасыщенности коллектора в пределах интервала испытания. По полученной корреляционной зависимости проводится определение содержания конденсата в пластовом газе на основе замеров $K_{\text{онк}}$ по керну. Опробование способа проведено на примере Астраханского ГКМ. В результате установлена прямая положительная связь между содержанием конденсата в пластовом газе и остаточной нефтеконденсатонасыщенностью (рис. 34).

Табл. 5. Остаточная нефтенасыщенность коллекторов Астраханского ГКМ

| Скважина | Содержание C_{5+} на пластовый газ | Наблюденная нефтеконденсатонасыщенность | Конденсатная составляющая | Остаточная нефтенасыщенность |
|----------|--------------------------------------|---|---------------------------|------------------------------|
| | | $K_{\text{онк}}$ | $K_{\text{конд}}$ | $K_{\text{он}}$ |
| | г/ст.м^3 | об.% на открытую пористость | | |
| 8 | 367 | 15.7 | 8.4 | 7.3 |
| 16 | 202 | 9.5 | 3.7 | 5.8 |
| 17 | 223 | 10.4 | 4.1 | 6.3 |
| 27 | 205 | 9.4 | 3.6 | 5.8 |
| 32 | 234 | 10.2 | 4.3 | 5.9 |
| 40 | 156 | 7.3 | 2.5 | 4.8 |
| 42 | 217 | 11.3 | 4.0 | 7.3 |
| 43 | 232 | 11.0 | 4.5 | 6.5 |
| 72 | 129 | 5.2 | 1.9 | 3.3 |
| 26 | 249* | 12.1 | 3.5 | 8.6 |
| 26 | 294* | 14.6 | 4.0 | 10.6 |
| 4 | 168* | 7.5 | 3.2 | 4.3 |
| 12 | 195* | 9.0 | 3.8 | 5.2 |
| 37 | 208* | 9.7 | 3.7 | 6.0 |
| 55 | 234* | 10.2 | 4.4 | 5.8 |
| Среднее | 218 | 10.2 | 4.0 | 6.2 |
| Min | 129 | 5.2 | 1.9 | 3.3 |
| Max | 367 | 15.7 | 8.4 | 10.6 |



Юго-западная зона
 Зона низкопорового коллектора
 Центральная и северная зоны
 * Прогнозное содержание компонентов C_{5+} в пластовом газе.

Увеличение концентрации $K_{онк}$ с ростом содержания конденсата в пластовом газе объясняется тем, что при подъеме керна на поверхность в нем выпадает конденсат, добавляющийся к остаточной нефти.

Соответственно, чем больше величина содержания выпавшего конденсата, фиксируемая в керне в составе остаточной нефтеконденсатонасыщенности, тем больше содержится конденсата в исходном пластовом газе. На основе выявленной зависимости была дана оценка содержания конденсата в скважинах, где отсутствовали данные по испытанию на газоконденсатность (рис. 34). Использование этого способа прогнозирования содержания конденсата в пластовом газе рекомендуется для глубокопогруженных первичных газоконденсатных месторождений с относительно высоким содержанием конденсата в пластовом газе ($>150 \text{ г/м}^3$) и с минимальным содержанием остаточной нефтенасыщенности.

Предлагаемый способ запатентован, позволяет оценивать содержание конденсата в скважинах, где по техническим причинам невозможно произвести испытания, но имеются замеры остаточной нефтеконденсатонасыщенности в герметизированном керне и, следовательно, дает дополнительную информацию для подсчета запасов конденсата в пластовом газе при определении зональности распределения конденсата на подсчетном плане месторождения.

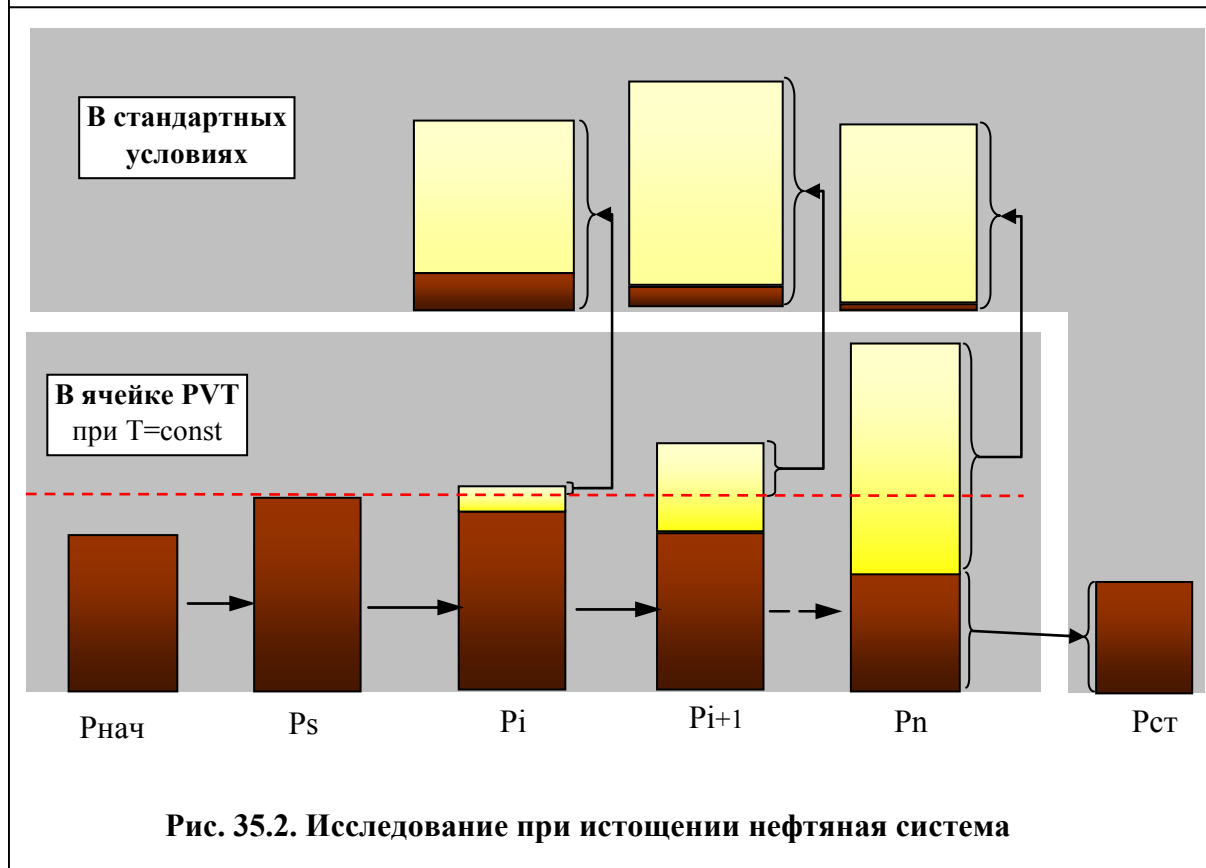
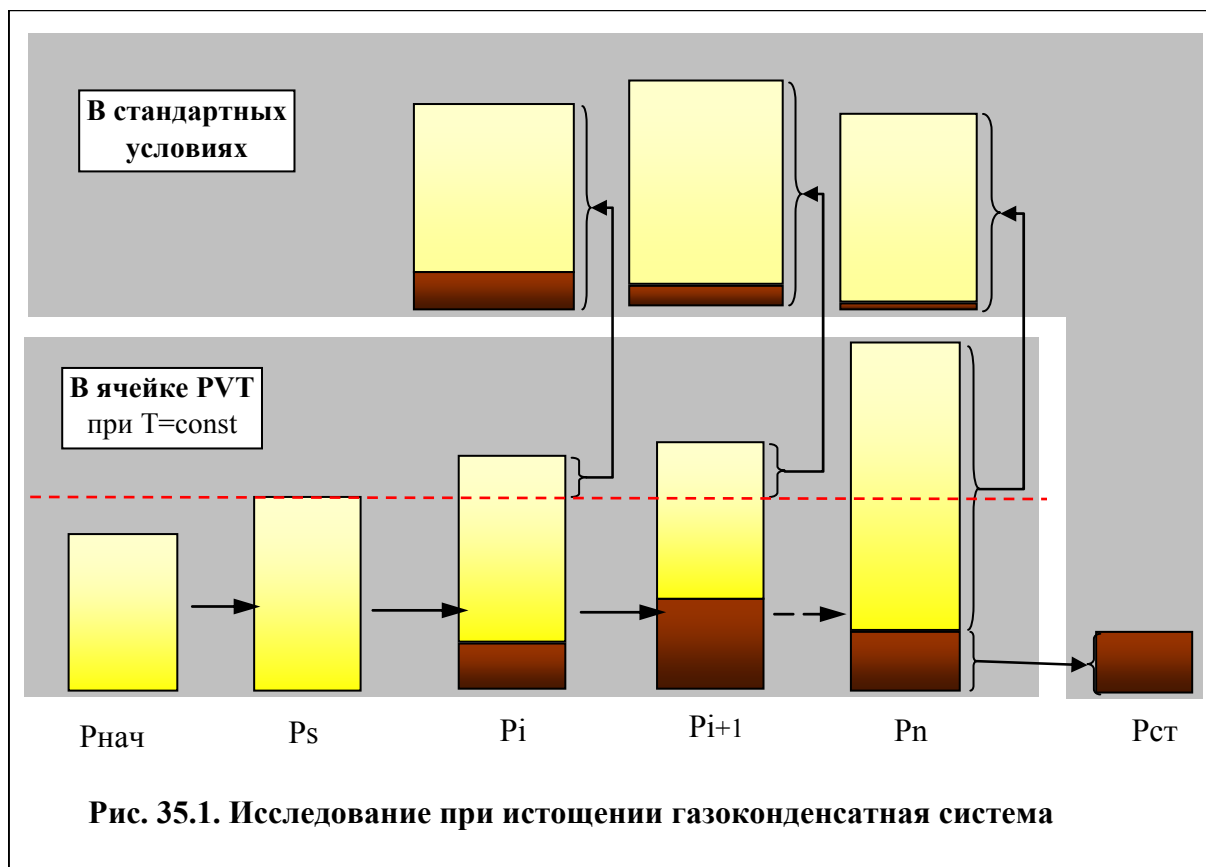
Для высоконасыщенных компонентами C_{5+} пластовых газов при обосновании начального пластового давления, коэффициента сверхсжимаемости (Z фактора) и коэффициента конденсатоотдачи рекомендуется учитывать следующее.

При подсчете запасов высокоамплитудных месторождений значения пластового давления по высоте залежи должны корреспондироваться с плотностью пластового флюида в пределах разброса фактических данных с контролем по барометрической формуле.

Для расчета Z фактора следует применять формулу:

$Z = MM \cdot P / \rho_{гф} R \cdot T$, где MM - молярная масса пластового флюида (г/мол), P - пластовое давление (МПа), T - пластовая температура ($^{\circ}K = 273.15 + t_{пл}^{\circ}C$), $\rho_{гф}$ - плотность пластового флюида при начальных P и T ($кг/м^3$), R - газовая постоянная (0.00831447).

Для получения представительных данных для адаптации композиционной модели пластового флюида и значений коэффициента извлечения конденсата следует проводить экспериментальное исследование на истощение пластового газа при постоянном объеме (constant volume depletion). Этот вид разгазирования проводится, так же как и дифференциальное разгазирование, при постоянной пластовой температуре в ячейке PVT. В данном случае снижение давления на каждом этапе осуществляется за счет увеличения объема рабочей камеры, установления фазового равновесия и последующего выпуска газовой фазы при фиксированном давлении до тех пор, пока объем рабочей камеры не станет равным первоначальному. Затем происходит очередное снижение давления (рис. 35). Технология исследования на истощение близка к дифференциальному разгазированию, отличие заключается в том, что при истощении газовая фаза выводится не полностью и на каждом этапе снижения давления присутствует двухфазная система. На каждой ступени разгазирования проводится замер объема и состава газа и конденсата, выделяющегося из газовой фазы в лабораторных атмосферных условиях с дальнейшим проведением математической рекомбинации. При проведении этого анализа, так же как и при постоянной массе, на каждой ступени замеряется объем остаточной жидкой фазы и высчитывается процентное соотношение по отношению к первоначальному объему при давлении насыщения. В конце эксперимента при снижении давления до заданной остаточной величины проводится разгазирование остаточных флюидов путем стандартной сепарации. Замеряемые и расчетные параметры добываемого флюида и остаточного жидкого флюида при исследовании на истощение аналогичны дифференциальному разгазированию. При этом расчет добываемого пластового газа ведется от давления насыщения (P_d).



Эта методика признана ведущими мировыми компаниями. В России применяется упрощенный вариант оценки конденсатоотдачи по пластовым потерям, при снижении

давления до 0.1 МПа, без замера извлекаемых газа и конденсата, на базе дифференциальной конденсации по методике ВНИИГаза [22, 29, 31, 36]. По этой методике можно рассчитать только коэффициент конденсатоотдачи по сопоставлению массы начального и выпавшего конденсата при 0.1 МПа. В отличие от этого исследование на истощение дает возможность замера и состава и свойств извлекаемого флюида по каждому этапу снижения давления и расчета коэффициентов сверхсжимаемости и извлечения компонентов C_{5+} ($K_{изв}^{C_{5+}}$) по балансу добываемого пластового флюида до заданного остаточного пластового давления. Более того, наличие данных по истощению дает возможность оценивать полный потенциал пластового газа (без учета P/Z при остаточном давлении), а затем по данным истощения вводить коэффициенты извлечения конденсата и газовой фазы. Особенно это актуально для новых месторождений, с неопределенным значением остаточного пластового давления.

11.7. Способ подсчета удельных запасов нефти, газа, конденсата на единой методической основе

Подсчет запасов углеводородного сырья на нефтяных и газоконденсатных объектах проводится на основе разных методологических подходов. Вместе с тем, исследования пластовых смесей глубокопогруженных залежей показывают, что нефтяные системы могут содержать до $1000 \text{ м}^3/\text{м}^3$ растворенного газа, а газоконденсатные - до $1000 \text{ см}^3/\text{м}^3$ конденсата и более. Критические температуры таких флюидов близки к пластовым, и вследствие этого сближаются физические свойства нефтяных и газоконденсатных смесей [10]. В то же время небольшое изменение газосодержания, при отборе глубинных пластовых и сепарированных проб, может привести к ошибочной идентификации типа залежи и, соответственно, к неверному выбору способов подсчета запасов и разработки месторождения. В связи с этим, предлагается новый подход решения этой задачи на единой формализованной базе, не связанной с их термодинамическим состоянием в недрах. С этих позиций, пластовые смеси нефтяных и газоконденсатных залежей следует рассматривать как многокомпонентные системы, состоящие из газообразных компонентов (N_{2+} редкие, CO_2 , H_2S , CH_4 , C_2H_6 , C_3H_8 , $i-C_4H_{10}$, $n-C_4H_{10}$) и компонентов группы C_{5+} высш. При таком подходе предлагается применять альтернативный способ подсчета удельных запасов нефти, газа, конденсата на единой методической основе, заключающийся в использовании в качестве подсчетных параметров плотности пластового флюида и его компонентного состава, определяемых по данным сепарационного теста. Независимо от фазового состояния пластовой смеси, удельные запасы газовых компонентов и группы C_{5+} высш. предлагается рассчитывать по универсальной формуле: $Q_c = \rho_{гф}^c \cdot C_{гф}^c$;

где Q - масса запасов, приходящихся на 1 м^3 эффективного порового нефте- или газонасыщенного пространства; c - индекс, идентифицирующий либо отдельный компонент смеси, либо их сумму, в том числе смесь компонентов группы C_{5+} или газов; $\rho_{\text{гф}}$ - плотность смеси при начальных пластовых термобарических условиях; $C_{\text{гф}}$ - массовая доля рассматриваемых компонентов в пластовой смеси.

Простота применения предлагаемого способа подсчета запасов очевидна, поскольку для его реализации необходимо определить только плотность и состав пластового флюида по глубинной или рекомбинированной пробе. При умножении плотности пластового флюида на массовую долю заданного компонента смеси (сухой газ, C_{5+}) можно получить их запасы по массе на 1 м^3 эффективного порового пространства. Переход от массы газовых компонентов к объему в стандартных условиях осуществляется делением массы на плотность при 20°C и 0.1 МПа . При изменении состава пластовой смеси по толщине залежи (например, Карачаганакское нефтегазоконденсатное месторождение) или по площади (Астраханское газоконденсатное месторождение) подсчет запасов осуществляется по отдельным, однородным по составу пластовой смеси фрагментам с последующим суммированием запасов.

Пример подсчета запасов данным способом показан на рис. 36.

Рис. 36. Расчет запасов нефти (C_{5+}) и газа по предлагаемому способу на основе использования в качестве подсчетных параметров: плотности и состава пластового флюида

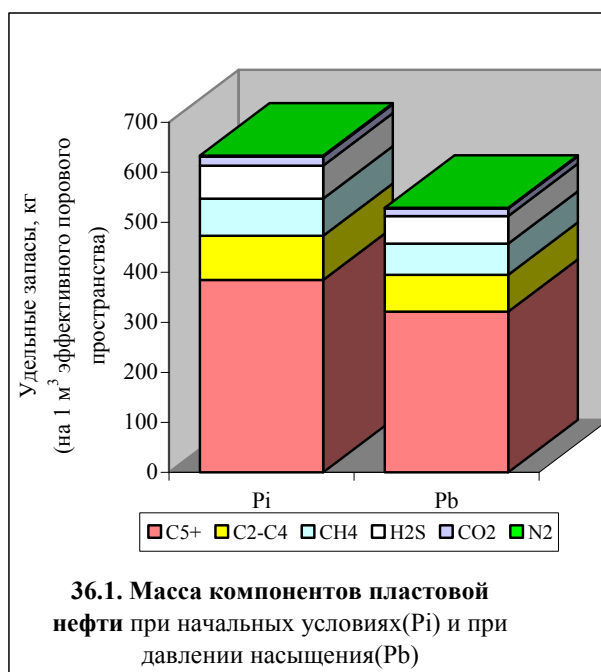
Индивидуальный компонент пластового флюида

| МАССА | ОБЪЕМ |
|--|--|
| $Q_{c(масс)}^d = \rho^{rf} * C_{c(масс)}^{rf} \text{ [кг];}$ | $Q_{c(vol)}^d = Q_{c(масс)}^d / \rho_c^{rf} \text{ [м}^3\text{];}$ |
| ρ^{rf} - плотность пластового флюида, кг/м^3 ; | |
| $C_{c(масс)}^{rf}$ - массовая доля индивидуального компонента в пластовом флюиде, масс %; | |
| ρ_c^{rf} - плотность при стандартных условиях индивидуального компонента в составе пластового флюида, кг/м^3 . | |

Месторождение: ТЕНГИЗ

Скважина: 39

Интервал: от -4244 до -4388 м

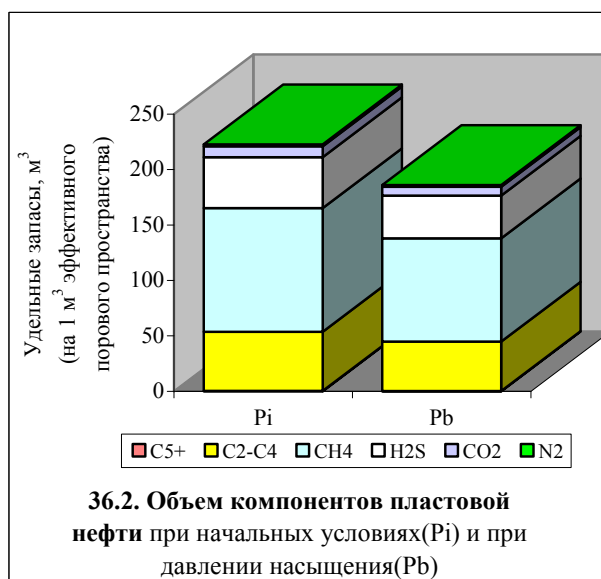


Плотность пластового флюида

| | |
|---------|-----------------------|
| $P_i =$ | 633.4 кг/м^3 |
| $P_b =$ | 529.1 кг/м^3 |

Состав пластового флюида

| Компонент | Массовая доля | Плотность |
|-------------|---------------|-----------------|
| | масс% | кг/м^3 |
| N_2 | 0.35 | 1.1651 |
| CO_2 | 2.81 | 1.8420 |
| H_2S | 10.41 | 1.4340 |
| CH_4 | 11.76 | 0.6679 |
| $C_2 - C_4$ | 13.95 | 1.6600 |
| C_{5+} | 60.72 | 813.7 |
| Сумма | 100.00 | |



В данном случае 1 м^3 пластовой нефти Тенгизского месторождения (скв. 39) при начальных пластовых условиях имеет массу 633.4 кг, а массовая доля жидких УВ (C_{5+}) и газообразных компонентов в пластовой нефти составляет 60.7 и 39.3 % соответственно. Умножая эти доли на массу пластовой нефти получаем запасы нефти (C_{5+}) и растворенного газа, соответственно 384.6 и 222.3 кг. Далее масса газа пересчитывается в объем и определяется газосодержание пластовой нефти ($578 \text{ м}^3/\text{т}$).

Для пережатых пластовых смесей с существенным запасом пластовой энергии в однофазной области запасы целесообразно рассчитывать также на уровень давления насыщения, что позволяет оценивать массу нефти, которая извлекается при коэффициенте, равном 1. Для Тенгизского месторождения эта величина составляет 16 масс % от начального потенциального содержания компонентов C_{5+} (рис. 36).

Аналогичные вычисления проводятся и для пластовых газов.

Реализация подсчета запасов по этой же универсальной формуле для газоконденсатных залежей показана на примере Астраханского месторождения (рис. 37), для трех уровней давления (начальное пластовое давление, давление начала конденсации, остаточное давление).

Рис. 37. Посчет запасов конденсата (C_{5+}) и газа по предлагаемому способу на основе использования в качестве подсчетных параметров: плотности и состава пластового флюида

Месторождение: Астраханское

Скважина: 42

Интервал: -3910-3980 м

ПЛАСТОВЫЙ ГАЗ

| | |
|--|-------------------------|
| Начальное пластовое давление (P_i) | 60.80 МПа |
| Пластовая температура (t_i) | 111°C (384°K) |
| Давление начала конденсации (P_d) | 39.62 МПа |
| Содержание C_{5+} на пластовый газ (LGR) | 217.0 г/кг ³ |

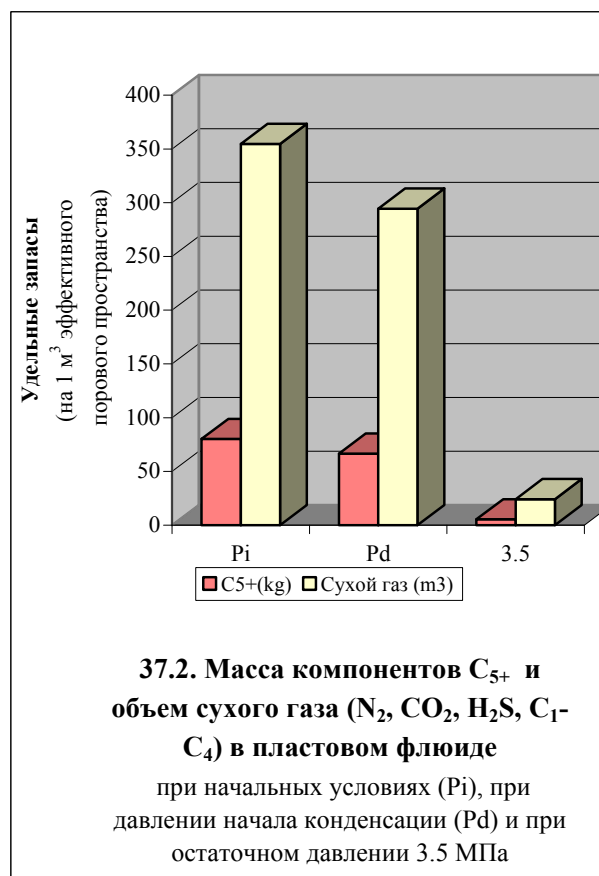
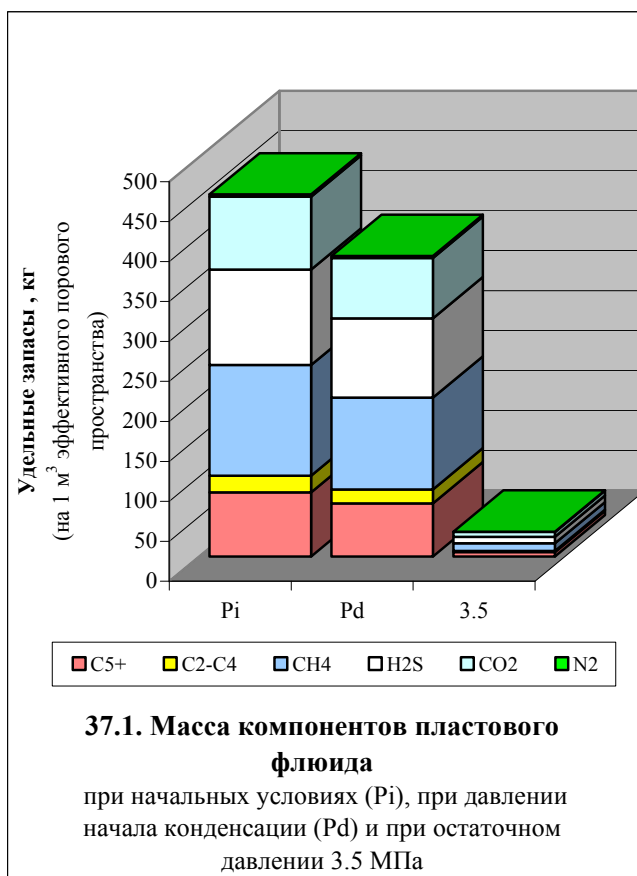
Состав пластового флюида

| Компонент | Масс. доля | Плотность |
|-------------|------------|-----------|
| | масс% | |
| N_2 | 0.66 | 1.1651 |
| CO_2 | 20.09 | 1.8420 |
| H_2S | 26.37 | 1.4340 |
| CH_4 | 30.56 | 0.6679 |
| $C_2 - C_4$ | 4.62 | 1.6600 |
| C_{5+} | 17.7 | 787.0 |
| Сумма | | 100.00 |

ПЛОТНОСТЬ ПЛАСТОВОГО ГАЗА

| Давление | МПа | 60.80 | 39.62 | 3.50 | 0.10 |
|-----------|-------------------|-------|-------|------|------|
| Плотность | кг/м ³ | 452.8 | 376 | 31 | 1.3 |

Плотность сухого газа (N_2, CO_2, H_2S, C_1-C_4): 1.0512 кг/м³



11.8. Обоснование подсчетных параметров нефтяных и газоконденсатных систем Дальнего Саратовского Заволжья (ДСЗ)

В настоящей работе впервые проведены анализ и систематизация накопленного у недропользователей первичного фактического материала исследования пластовых газов и нефтей по З. Вишневному, Разумовскому, Перелюбскому, З.-Степновскому, Ю.-Первомайскому, Тепловскому, Даниловскому и Богородскому месторождениям Дальнего Саратовского Заволжья.

Анализ показал, что многочисленные материалы по исследованию флюидов в пластовых и стандартных условиях, хранящийся в делах скважин с трудом поддаются систематизации, что связано с некондиционностью отбора целого ряда проб (отсутствуют сведения об условиях отбора, большие депрессии на пласт, часто более 50%), отсутствием систематического отбора глубинных проб и проведения исследований PVT, несовпадением комплекса измеряемых параметров, неоднозначностью оценки фазового состояния. Отсутствуют внешний контроль сторонних организаций и надлежащее обоснование подсчетных параметров, форма представления результатов исследования оставляет желать лучшего.

В ряде случаев имеющийся спектр первичных данных по одному объекту позволяет принять для подсчета запасов газосодержание и плотность жидких УВ в широком диапазоне и тем самым по желанию выбрать либо нефтяное, либо газоконденсатное состояние пластовой системы. Например, при исследовании ардамовского объекта в скв. 13 (инт. 3306 – 3316 м) Тепловского месторождения проба отобранная 04.12.96 г. (штуцер 6 мм, депрессия 11 %) охарактеризована плотностью в стандартных условиях 855 кг/м^3 и газосодержанием $1212 \text{ м}^3/\text{м}^3$, а проба, отобранная на следующий день (5.12.96 г., штуцер 8 мм, депрессия 17 %) также при малой депрессии значительно полегчала до 797 кг/м^3 при одновременном уменьшении газосодержания до $763 \text{ м}^3/\text{м}^3$. В то же время определяемая система по плотности перешла из нефтяного состояния в газоконденсатное, а по газосодержанию наоборот, что противоречит термодинамической взаимосвязи параметров. Другой показательный пример исследования пластовой системы, отобранной при одних и тех же условиях можно привести по З.-Степному месторождению (кизеловско-черепетский горизонт, скв. 5, инт. 2844-2850 м., пробы газа сепарации и сырой УВ жидкости отобраны 02.10.91, штуцер 10 мм, депрессия не указана). По этой пробе представлено два технических отчета. В первом отчете от 16.12.91 г. на основе лабораторного моделирования определены параметры пластового флюида, как газоконденсатной системы с аномально высоким содержанием конденсата (C_{5+} на пластовый газ = 1185 г/м^3). Во втором отчете, выпущенном через неделю 24.12.91 г., утверждается, что данная пластовая смесь является неф-

тяной системой. При этом дано два варианта значения газосодержания: 328 и 589 м³/м³, без соответствующего объяснения и обоснования условий рекомбинации. Каждый из этих отчетов имеет право на существование и, следовательно, в зависимости от ситуации, на любой из них можно сослаться при подсчете запасов.

В ряде отчетов по лабораторному исследованию пластовых газоконденсатных систем имеются определенные методические и технические просчеты, которые ведут к искаженной оценке подсчетных параметров. Например, в отчете по исследованию воробьевского горизонта Разумовского месторождения (скв. 1, инт. 4172-4177 м, штуцер 10 мм, отбор – 15.07.90 г.) без доказательств и объяснений при рекомбинации содержание сырого конденсата принято на уровне 827.1 см³/м³, а стабильного - 966 см³/м³. Вместе с тем, по промысловым данным газоконденсатный фактор на стабильный конденсат составляет всего 145 см³/м³. Возможно авторы исходя из большого значения депрессии (40 %), пытались насытить пластовую смесь до равенства давления начала конденсации пластовому давлению, однако, такие варианты возможны в случае доказанной нефтяной оторочки. Более того, примеры исследования Карачаганакского, Кокдумулакского месторождений показывают, что даже при наличии нефтяной оторочки газоконденсатная смесь может быть недонасыщенной. В ряде отчетов, в том числе и в рассматриваемом, приводимое значение содержания стабильного конденсата выше по сравнению с сырым конденсатом. Возможно это опечатки, поскольку каждому исследователю известно, что должно быть наоборот.

Проверка расчета потенциального содержания конденсата (C₅₊) по составу пластового газа показала, что приведенные данные не всегда соответствуют фактическим результатам расчета. Например, в отчете по исследованию ардатовского горизонта Разумовского месторождения (скв. 4, инт. 4058-4074 м, отбор – 27.10.92 г.) приводится значение потенциального содержания конденсата = 297.3 г/м³. Расчет на основе приведенных исходных данных показывает, что эта величина должна составлять всего 202 г/м³ и, следовательно, принятое значение завышено на 30 %.

Экспериментальный комплекс исследования газоконденсатных смесей не включает определение коэффициента сверхсжимаемости и проведение исследования на истощение с замером свойств и состава добываемого флюида. В то же время разработка всех залежей в этом районе предполагается именно на режиме истощения. Таким образом, принимаемые в подсчетах запасов коэффициенты извлечения нельзя считать обоснованными.

Практически по каждому месторождению выполнен широкий комплекс физико-химических исследований нефти и конденсата, однако в ряде анализов отсутствуют либо дата отбора, либо значение плотности, что существенно затрудняет сопоставление материалов.

В процессе исследования нефти в пластовых условиях значения плотности нефти, определенные по стандартной сепарации, ощутимо отличаются по значениям, приводимым в актах физико-химического анализа (например, Тепловское месторождение, тимано-пашийский пласт, скв. 7, инт. 3197-3207 м). Рекомбинация пластовых нефтей, также как и газоконденсатных систем, без соответствующих обоснований, условий рекомбинации и контрольных анализов, проводится до предельного насыщения при пластовых условиях или до промежуточных значений, несмотря на то, что промысловые газосодержания в два раза ниже. Встречаются опечатки, связанные с несоответствием значений газосодержания, выраженных в $\text{м}^3/\text{м}^3$ и $\text{м}^3/\text{т}$ (величины, рассчитанные в $\text{м}^3/\text{т}$ должны быть больше значений, выраженных в $\text{м}^3/\text{м}^3$). Объемные коэффициенты пластовых нефтей также без объяснений замеряются при давлениях выше пластовых и принимаются для подсчета запасов. Не проводится сопоставление параметров по стандартной сепарации, сепарационному тесту и дифференциальному разгазированию, что приводит к затруднению выбора параметров, вводимых в подсчет запасов.

В связи с этим, нами был проведен пересмотр всех этих материалов с позиций кондиционности отбора проб и достоверности расчета подсчетных параметров на основе первичных лабораторных исследований. В табл. 6 – 7 приведены сводные данные по основным начальным подсчетным параметрам нефтяных и газоконденсатных систем.

Табл. 6.1.

**Подсчетные параметры газоконденсатных систем
ЗАПАДНО-ВИШНЕВСКОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ**

| Пласт | | D_2^{ms} | D_2^{vb} | D_2^{ar} |
|---|-------------------|------------|------------|------------|
| Скважина | | 2 | 5 | 2 |
| Интервал | м | 4284-4295 | 4178-4184 | 4147-4167 |
| Начальное пластовое давление | МПа | 46,76 | 47,08 | 41,31 |
| Пластовая температура | °С | 102 | 105 | 94 |
| Депрессия на пласт | % | 9,8 | 29,1 | 16,7 |
| Давление начала конденсации | МПа | 43,15 | 40,00 | 41,00 |
| Кэф. сверхсжимаемости при $R_{пл}$ и $t_{пл}$ | | 1,153 | 1,145 | 1,072 |
| Содержание C_{5+} на пластовый газ | г/м ³ | 290,2 | 87,6 | 268,8 |
| Плотность C_{5+} | кг/м ³ | 756,5 | 753,6 | 758,9 |
| Коэффициент конденсатоотдачи (C_{5+}) | | | | |
| до 3,5 МПа | | 0,38 | 0,66 | 0,39 |
| до 0,1 МПа | | 0,44 | 0,75 | 0,45 |
| по Госбалансу РФ, 1998 г. | | | 0,63 | 0,42 |
| Состав сухого пластового газа: | | | | |
| N_2 | мол% | 0,19 | 0,6 | 0,21 |
| CO_2 | мол% | 1,45 | 2,08 | 0,78 |
| C_1 | мол% | 81,64 | 91,03 | 73,36 |
| C_{2+} | мол% | 16,67 | 6,25 | 25,6 |

Табл. 6.2.

РАЗУМОВСКОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ

| Пласт | | D_2^{ms} | D_2^{vb} | D_2^{ar} | D_3^{kn-ps} | D_3^{kn-ps} |
|---|-------------------|------------|------------|------------|---------------|---------------|
| Скважина | | 20 | 4 | 4 | 20 | 4 |
| Интервал | м | 4331-4364 | 4166-4175 | 4058-4073 | 4096-4105 | 3997-4006 |
| Начальное пластовое давление | МПа | 47,86 | 44,72 | 43,69 | 45,23 | 43,47 |
| Пластовая температура | °С | 98 | 105 | 103 | 90 | 80 |
| Депрессия на пласт | % | 41,7 | 48 | 16,6 | 11,8 | 10,8 |
| Давление начала конденсации | МПа | 47,60 | 39,30 | 36,44 | 45,23 | 38,83 |
| Кэф. сверхсжимаемости при $R_{пл}$ и $t_{пл}$ | | 1,205 | 1,129 | 1,122 | 1,193 | 1,133 |
| Содержание C_{5+} на пластовый газ | г/м ³ | 499,1 | 157,7 | 201,0 | 545,5 | 368,8 |
| Плотность C_{5+} | кг/м ³ | 765 | 744,6 | 785,8 | 793,7 | 753,5 |
| Коэффициент извлечения C_{5+} | | | | | | |
| до 3,5 МПа | | 0,30 | 0,63 | 0,51 | 0,27 | 0,38 |
| до 0,1 МПа | | 0,36 | 0,73 | 0,58 | 0,32 | 0,43 |
| по Госбалансу РФ, 1998 г. | | | 0,7 | 0,89 | | 0,436 |
| Состав сухого пластового газа: | | | | | | |
| N_2 | мол% | 0,49 | 0,55 | 0,5 | 0,27 | 0,56 |
| CO_2 | мол% | 1,61 | 1,89 | 1,02 | 0,63 | 1,05 |
| C_1 | мол% | 80,03 | 88,9 | 86,96 | 82,35 | 83,88 |
| C_{2+} | мол% | 17,84 | 8,63 | 11,49 | 16,74 | 14,47 |

Табл. 6.3.

ПЕРЕЛЮБСКОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ

| Пласт | | D ₂ ^{vb} | D ₂ ^{ar} | D ₃ ^{kn-ps} |
|---|-------------------|------------------------------|------------------------------|---------------------------------|
| Скважина | | 2 | 2 | 2 |
| Интервал | м | 4174-4181 | 4116-4128 | 4007-4030 |
| Начальное пластовое давление | МПа | 43,27 | 41,65 | 43,67 |
| Пластовая температура | °С | 92 | 89 | 97 |
| Депрессия на пласт | % | 10,3 | 52,1 | 7,9 |
| Давление начала конденсации | МПа | 40,77 | 41,55 | 43,67 |
| Козф. сверхсжимаемости при Рпл и тпл | | 1,099 | 0,922 | 1,130 |
| Содержание С ₅₊ на пластовый газ | г/м ³ | 122,4 | 325,1 | 403,9 |
| Плотность С ₅₊ | кг/м ³ | 749,8 | 754,3 | 781,9 |
| Кэффициент извлечения С ₅₊ | | | | |
| до 3,5 МПа | | 0,55 | 0,30 | 0,29 |
| до 0,1 МПа | | 0,62 | 0,36 | 0,34 |
| по Госбалансу РФ, 1998 г. | | | 0,39 | 0,34 |
| Состав сухого пластового газа: | | | | |
| N ₂ | мол% | 0,38 | 0,23 | 2,03 |
| СО ₂ | мол% | 0,97 | 0,69 | 0,45 |
| С ₁ | мол% | 89,31 | 87,75 | 82,61 |
| С ₂₊ | мол% | 9,32 | 11,29 | 14,82 |

Табл. 6.4.

Зона II. ЗАПАДНО - СТЕПНОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ

| Пласт | | D ₂ ^{mr} | D ₂ ^{ms} | D ₂ ^{ar} | D ₂ ^{vb} | D ₃ ^{kn-ps} |
|--|-------------------|------------------------------|------------------------------|------------------------------|------------------------------|---------------------------------|
| Скважина | | 1 | 1 | 1 | 2 | 7 |
| Интервал | м | 3607-3612 | 3500-3524 | 3379-3390 | 3472-3490 | 3463-3501 |
| Начальное пластовое давление | МПа | 37,12 | 38,83 | 35,70 | 37,83 | 34,30 |
| Пластовая температура | °С | 98 | 96 | 77 | 96 | 100 |
| Депрессия на пласт | % | 35,0 | 15,0 | 7,0 | 8,0 | 73,0 |
| Давление начала конденсации | МПа | 37,11 | 38,80 | 35,69 | 37,17 | 34,28 |
| Кэффициент сверхсжимаемости при начальных пластовых условиях | | 1,016 | 1,041 | 1,030 | 1,025 | 1,013 |
| Содержание С ₅₊ на пластовый газ | г/м ³ | 325,4 | 384,7 | 517,5 | 264,9 | 651,6 |
| Плотность С ₅₊ | кг/м ³ | 758 | 745,9 | 780,1 | 717,1 | 782,2 |
| Кэффициент извлечения С ₅₊ | | | | | | |
| до 3,5 МПа | | 0,34 | 0,30 | 0,27 | 0,47 | 0,23 |
| до 0,1 МПа | | 0,41 | 0,38 | 0,35 | 0,59 | 0,26 |
| по Госбалансу РФ, 1998 г. | | 0,551 | 0,583 | | 0,494 | |
| Состав сухого пластового газа: | | | | | | |
| N ₂ | мол% | 3,22 | 2,32 | 3,33 | 1,60 | 3,39 |
| СО ₂ | мол% | 1,11 | 0,69 | 0,62 | 1,07 | 0,44 |
| С ₁ | мол% | 72,28 | 79,97 | 72,39 | 78,67 | 70,94 |
| С ₂₊ | мол% | 23,34 | 16,96 | 23,60 | 18,60 | 25,2 |

Табл. 6.5.

Зона III. ЮЖНО-ПЕРВОМАЙСКОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ

| Пласт | | D ₂ ^{vb} | D ₂ ^{ar} |
|---|-------------------|------------------------------|------------------------------|
| Скважина | | 10 | 10 |
| Интервал | м | 3618-3642 | 3568-3582 |
| Начальное пластовое давление | МПа | 39,55 | 39,17 |
| Пластовая температура | °С | 93 | 92 |
| Депрессия на пласт | % | 23,1 | 23,3 |
| Давление начала конденсации | МПа | 31,29 | 31,05 |
| Коэффициент сверхсжимаемости | | | |
| при начальных пластовых условиях | | 1,142 | 1,132 |
| Содержание C ₅₊ на пластовый газ | г/м ³ | 715,1 | 710,2 |
| Плотность C ₅₊ | кг/м ³ | 788,2 | 792,2 |
| Коэффициент извлечения C ₅₊ | | | |
| до 3,5 МПа | | 0,23 | 0,25 |
| до 0,1 МПа | | 0,26 | 0,28 |
| по Госбалансу РФ, 1998 г. | | 0,49 | 0,4 |
| Состав сухого пластового газа: | | | |
| N ₂ | мол% | 2,12 | 1,09 |
| CO ₂ | мол% | 0,96 | 1,83 |
| C ₁ | мол% | 62,57 | 64,5 |
| C ₂₊ | мол% | 34,34 | 32,51 |

Табл. 6.6.

Зона IV. ТЕПЛОВСКОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ

| Пласт | | D ₂ ^{vb} | D ₂ ^{ar} |
|---|-------------------|------------------------------|------------------------------|
| Скважина | | 7 | 14 |
| Интервал | м | 3337-3341 | 3343-3352 |
| Начальное пластовое давление | МПа | 35,64 | 36,00 |
| Пластовая температура | °С | 90 | 89 |
| Депрессия на пласт | % | 30,0 | 1,0 |
| Давление начала конденсации | МПа | 35,58 | 37,11 |
| Коэффициент сверхсжимаемости | | 0,988 | 1,016 |
| при начальных пластовых условиях | | | |
| Содержание C ₅₊ на пластовый газ | г/м ³ | 334,7 | 768,8 |
| Плотность C ₅₊ | кг/м ³ | 732,7 | 770,2 |
| Коэффициент извлечения C ₅₊ | | | |
| до 3,5 МПа | | 0,35 | 0,23 |
| до 0,1 МПа | | 0,45 | 0,26 |
| по Госбалансу РФ, 1998 г. | | | |
| Состав сухого пластового газа: | | | |
| N ₂ | мол% | 4,12 | 2,68 |
| CO ₂ | мол% | 0,68 | 1,25 |
| C ₁ | мол% | 73,24 | 69,63 |
| C ₂₊ | мол% | 21,86 | 26,36 |

Табл. 7.1.

**Подсчетные параметры нефтяных систем
Зона I. РАЗУМОВСКОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ**

| | | | |
|--|---|------------------------------|--------|
| Пласт | | D ₂ ^{ar} | |
| Скважина | | 20 | |
| Интервал | м | 4197-4200 | |
| Тип пробы | | глубинная | |
| Начальное пластовое давление | | МПа | 43,76 |
| Пластовая температура | | °С | 94 |
| Депрессия на пласт | | % | 72,3 |
| Давление начала кипения | | МПа | 43,76 |
| Сепарационный тест | Объемный коэффициент при начальных пластовых условиях | | |
| | Газосодержание | м ³ /т | |
| | Плотность сепарированной нефти | кг/м ³ | |
| Стандартная сепарация | Объемный коэффициент при начальных пластовых условиях | | 1,960 |
| | Газосодержание | м ³ /т | 397,4 |
| | Плотность сепарированной нефти | кг/м ³ | 831,5 |
| | Плотность газа сепарации | кг/м ³ | 1,0131 |
| Состав нефтерастворенной газовой фазы: | | | |
| | N ₂ | мол% | 1,25 |
| | CO ₂ | мол% | 0,63 |
| | C ₁ | мол% | 81,91 |
| | C ₂₊ | мол% | 16,21 |

Табл. 7.2.

ПЕРЕЛЮБСКОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ

| | | | |
|--|---|---------------------------------|------------------------------|
| Пласт | | D ₃ ^{kn-ps} | C ₁ ^{bb} |
| Скважина | | 8 | 8 |
| Интервал | м | 4046-4080 | 3375-3377 |
| Тип пробы | | глубинная | глубинная |
| Начальное пластовое давление | | МПа | 40,51 |
| Пластовая температура | | °С | 98 |
| Депрессия на пласт | | % | 5,01 |
| Давление начала кипения | | МПа | 40,48 |
| Сепарационный тест | Объемный коэффициент при начальных пластовых условиях | | 2,031 |
| | Газосодержание | м ³ /т | 363,0 |
| | Плотность сепарированной нефти | кг/м ³ | 870,0 |
| Стандартная сепарация | Объемный коэффициент при начальных пластовых условиях | | 2,190 |
| | Газосодержание | м ³ /т | 474,1 |
| | Плотность сепарированной нефти | кг/м ³ | 870 |
| | Плотность газа сепарации | кг/м ³ | 0,9896 |
| Состав нефтерастворенной газовой фазы: | | | |
| | N ₂ | мол% | 0,21 |
| | CO ₂ | мол% | 0,09 |
| | C ₁ | мол% | 79,97 |
| | C ₂₊ | мол% | 19,65 |

Табл. 7.3.

Зона II. ЗАПАДНО-СТЕПНОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ

| | | | | |
|--|---|-----------------|-------------------|------------|
| Пласт | | | C_1^{bb} | C_1^{tl} |
| Скважина | | | 14 | 10 |
| Интервал | м | | 2951-2953 | 2857-2864 |
| Тип пробы | | | Глубинная | Глубинная |
| Начальное пластовое давление | | МПа | 29,90 | 31,07 |
| Пластовая температура | | °С | 70 | 67 |
| Депрессия на пласт | | % | 0,0 | 42,4 |
| Давление начала кипения | | МПа | 22,36 | 30,00 |
| Сепарационный тест | Объемный коэффициент при начальных пластовых условиях | | | 1,447 |
| | Газосодержание | | м ³ /т | 251,4 |
| | Плотность сепарированной нефти | | кг/м ³ | 816,0 |
| Стандартная сепарация | Объемный коэффициент при начальных пластовых условиях | | | 1,550 |
| | Газосодержание | | м ³ /т | 252,5 |
| | Плотность сепарированной нефти | | кг/м ³ | 828,6 |
| | Плотность газа сепарации | | кг/м ³ | 1,320 |
| Состав нефтерастворенной газовой фазы: | | | | |
| | | N ₂ | мол% | 5,78 |
| | | CO ₂ | мол% | 1,09 |
| | | C ₁ | мол% | 47,28 |
| | | C ₂₊ | мол% | 45,86 |

Табл. 7.4.

Зона III. ЮЖНО - ПЕРВОМАЙСКОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ

| | | | | | |
|--|---|-----------------|-------------------|---------------|------------|
| Пласт | | | D_2^{vb} | D_3^{kn-ps} | D_3^{vr} |
| Скважина | | | 14 | 10 | 10 |
| Интервал | м | | 3662-3668 | 3439-3452 | 3305-3315 |
| Тип пробы | | | Рекомб. | Рекомб. | Рекомб. |
| Начальное пластовое давление | | МПа | 37,60 | 37,21 | 32,16 |
| Пластовая температура | | °С | 94 | 85 | 80 |
| Депрессия на пласт | | % | 15,5 | 5,5 | 17,5 |
| Давление начала кипения | | МПа | 25,54 | 15,73 | 25,76 |
| Сепарационный тест | Объемный коэффициент при начальных пластовых условиях | | | 3,120 | 1,581 |
| | Газосодержание | | м ³ /т | 865,5 | 235,5 |
| | Плотность сепарированной нефти | | кг/м ³ | 788,0 | 819,5 |
| Стандартная сепарация | Объемный коэффициент при начальных пластовых условиях | | | 3,27 | 1,620 |
| | Газосодержание | | м ³ /т | 929,9 | 250,4 |
| | Плотность сепарированной нефти | | кг/м ³ | 790 | 824,7 |
| | Плотность газа сепарации | | кг/м ³ | 1,050 | 1,277 |
| Состав нефтерастворенной газовой фазы: | | | | | |
| | | N ₂ | мол% | 1,17 | 1,41 |
| | | CO ₂ | мол% | 0,69 | 1,63 |
| | | C ₁ | мол% | 62,49 | 50,43 |
| | | C ₂₊ | мол% | 35,58 | 46,51 |

Табл. 7.5.

Зона IV. ТЕПЛОВСКОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ

| | | | |
|--|---|-------------------|---------------|
| Пласт | | D_2^{ar} | D_3^{kn-ps} |
| Скважина | | 2 | 7 |
| Интервал | м | 3340-3342 | 3197-3207 |
| Тип пробы | | Глубинная | Рекомб. |
| Начальное пластовое давление | | МПа | 35,3 |
| Пластовая температура | | °С | 85 |
| Депрессия на пласт | | % | 34,2 |
| Давление начала кипения | | МПа | 35,3 |
| Сепарационный тест | Объемный коэффициент при начальных пластовых условиях | | |
| | Газосодержание | м ³ /т | |
| | Плотность сепарированной нефти | кг/м ³ | |
| Стандартная сепарация | Объемный коэффициент при начальных пластовых условиях | | 2,070 |
| | Газосодержание | м ³ /т | 362,1 |
| | Плотность сепарированной нефти | кг/м ³ | 835,5 |
| | Плотность газа сепарации | кг/м ³ | 1,033 |
| Состав нефтерастворенной газовой фазы: | | | |
| | N ₂ | мол% | 6,92 |
| | CO ₂ | мол% | 1,45 |
| | C ₁ | мол% | 35,84 |
| | C ₂₊ | мол% | 55,79 |

Табл. 7.6.

ДАНИЛОВСКОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ

| | | |
|--|---|-------------------|
| Пласт | | C_1^{bb} |
| Скважина | | 3 |
| Интервал | м | 2503-2508 |
| Тип пробы | | |
| Начальное пластовое давление | | МПа |
| Пластовая температура | | °С |
| Депрессия на пласт | | % |
| Давление начала кипения | | МПа |
| Сепарационный тест | Объемный коэффициент при начальных пластовых условиях | |
| | Газосодержание | м ³ /т |
| | Плотность сепарированной нефти | кг/м ³ |
| Промысловая сепарация | Объемный коэффициент при начальных пластовых условиях | |
| | Газосодержание (газ сепарации/стабильную нефть) | м ³ /т |
| | Плотность сепарированной нефти | кг/м ³ |
| Состав нефтерастворенной газовой фазы: | | |
| | N ₂ | мол% |
| | CO ₂ | мол% |
| | C ₁ | мол% |
| | C ₂₊ | мол% |

Табл. 7.7.

БОГОРОДСКОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ

| | | |
|--|---|-------------------|
| Пласт | | C_1^{bb} |
| Скважина | | 2 |
| Интервал | м | 1261-1264 |
| Тип пробы | | |
| Начальное пластовое давление | МПа | 13,21 |
| Пластовая температура | °С | 34 |
| Депрессия на пласт | % | |
| Давление начала кипения | МПа | 3,43 |
| Сепарационный тест | Объемный коэффициент при начальных пластовых условиях | |
| | Газосодержание | м ³ /т |
| | Плотность сепарированной нефти | кг/м ³ |
| Стандартная сепарация | Объемный коэффициент при начальных пластовых условиях | 1,04 |
| | Газосодержание | м ³ /т |
| | Плотность сепарированной нефти | кг/м ³ |
| | Плотность газа сепарации | кг/м ³ |
| Состав нефтерастворенной газовой фазы: | | |
| | N ₂ | мол% 9,53 |
| | CO ₂ | мол% 0,41 |
| | C ₁ | мол% 66,75 |
| | C ₂₊ | мол% 23,31 |

Важным является то, что по газоконденсатным системам содержание конденсата по всем объектам приведено согласно требованиям ГКЗ к единой системе измерения – потенциальное содержание C_{5+} на пластовый газ в г/м³, поскольку по имеющейся ранее информации по ряду проб вместо этих данных приводились данные по стабильному конденсату или по содержанию C_{5+} на газ сепарации. Расхождение значений по этим измерениям в разных единицах демонстрируется в табл. 8 на примере пластового флюида из скв. 20 Разумовского месторождения, исследования которого выполнены по полному комплексу в НВНИИГТ.

Табл. 8. Результаты исследования содержания конденсата пластового газа тимано-пашийского пласта из скв. 20 Разумовского месторождения (инт. 4096-4105 м).

| Содержание конденсата | см ³ /м ³ | г/м ³ |
|---|---------------------------------|------------------|
| По промысловым данным | | |
| Сырой конденсат на газ сепарации | 787.6 | 645.5 |
| Стабильный конденсат на газ сепарации | 716.7 | 571.2 |
| Стабильный конденсат на (газ сепарации + газ дегазации + газ дебутанизации) | 697.7 | 556.1 |
| По составу пластового газа | | |
| Потенциальное содержание C ₅₊ | | |
| - на газ сепарации | 699.1 | 571.8 |
| - на сухой газ | 717.8 | 556.9 |
| - на пластовый газ | 643.3 | 512.4* |

* Значение C₅₊ в соответствии с инструкцией ГКЗ.

Для газоконденсатных систем (пластовый газ) в инструкции ГКЗ рекомендовано при определении коэффициента извлечения конденсата руководствоваться инструкциями ВНИИгаза [36], в соответствии с которыми конечное пластовое давление принимается на уровне 0.1 МПа. В связи с этим, существующая отечественная практика подсчета запасов пластового газа и конденсата до стандартного остаточного давления (которое практически не реализуется при эксплуатации газоконденсатных месторождений) неизбежно предполагает завышение реальных балансовых запасов пластового газа и коэффициента извлечения конденсата. Этот факт подтверждается также и последними исследованиями ВНИИгаза [31], согласно которым реальные остаточные давления в отработанных газоконденсатных месторождениях составляют от 0.8 до 21.6 МПа. Для корректной оценки запасов пластового газа и конденсата необходимо принимать проектируемое остаточное давление (давление забрасывания) и определять для этого уровня коэффициент сверхсжимаемости и коэффициент извлечения конденсата. Основываясь на статистических данных США [23], величину остаточного пластового давления на начальных этапах геолого-разведочных работ можно принять на уровне 3.5 МПа. Для получения данных при текущих давлениях необходимо проведение исследования на истощение с замером состава и свойств непосредственно извлекаемого флюида по каждому этапу снижения давления (см. п. 11.6).

В связи с этим основываясь на составах пластового газа и свойствах pseudo компонентов было проведено математическое моделирование процесса истощения для место-

рождений ДСЗ, и для оценки реальной ситуации коэффициенты извлечения конденсата приведены как для 0.1 МПа, так и для 3.5 МПа.

Для нефтяных систем при традиционном подходе оценки объемного коэффициента, газосодержания и плотности сепарированной нефти по данным дифференциального разгазирования в жестких термобарических условиях существенная часть нефти испаряется в газ и не учитывается при подсчете запасов. В результате завышается объемный коэффициент, газосодержание и плотность сепарированной нефти. Это обстоятельство ведет с одной стороны к занижению запасов нефти, с другой стороны - к потенциальной возможности сожжения неучтенной нефти на промысле в составе попутного газа. При этом, по мере увеличения летучести нефти ошибка оценки запасов возрастает (п.11.5). Поэтому при подсчете запасов рекомендуется принимать подсчетные параметры по данным ступенчатой сепарации (сепарационный тест), а при отсутствии ее по стандартной сепарации.

На основании изложенного были уточнены значения подсчетных параметров пластовых флюидов основных продуктивных пластов месторождений ДСЗ. Проведенная систематизация данных на основе единого методического подхода позволила осуществить сопоставление имеющихся материалов, суть которого сводится к следующему.

На территории ДСЗ по составу, свойствам пластовых УВ флюидов, а также по территориальному, гипсометрическому расположению и термобарическим условиям выделяются четыре зоны:

Зона I – 3.-Вишневское, Разумовское и Перелюбское месторождения;

Зона II – 3.-Степновское месторождение;

Зона III – Ю.-Первомайское месторождение;

Зона IV – Тепловское, Даниловское и Богородское месторождения;

Общим для всех зон является отсутствие сероводорода в составах пластовых флюидов, за исключением нефтерастворенного газа в бобриковском горизонте Даниловской площади (скв.3, инт. 2504 – 2509 м.), где содержание H_2S составляет 2.02 мол %.

Терригенный средне - верхнедевонский (D₂₋₃) нефтегазоносный комплекс. Девонский терригенный комплекс вскрыт и охарактеризован исследованиями пластовых флюидов в зонах I – III. В этих зонах встречен весь спектр пластовых УВ смесей: пластовые газы начиная от низко конденсатонасыщенных до предельно насыщенных и пластовые нефти от типичных со средним газосодержанием до летучих нефтей. В основном в средне- верхнедевонском терригенном нефтегазоносном комплексе от наиболее погруженной зоны I в направлении к зонам II и III происходит возрастание содержания конденсата с переходом типичных газоконденсатных смесей в околоскритические предельно насыщенные и нефтяные системы.

В зоне I сосредоточены газоконденсатные залежи. По составу газа и свойствам стабильного конденсата флюиды рассматриваемых месторождений существенно не отличаются. Содержание гомологов метана ($C_{2+} = \sum (C_2, C_3, C_4)$) в составе сухого пластового газа (без C_{5+}) варьирует от 6 до 18 мол%, при одном аномальном значении (26 мол %) в ардатовском горизонте 3.-Вишневого месторождения (скв. 2). Плотность компонентов C_{5+} находится в диапазоне от 745 до 794 кг/м³. Основное различие отмечается по содержанию конденсата (C_{5+}) в пластовом газе, которое изменяется от 90 до 550 г/м³. Аномально низкое содержание C_{5+} фиксируется в воробьевском горизонте (от 88 до 158 г/м³). Одновременно со снижением содержания конденсата в этом пласте фиксируются более низкое содержание гомологов метана в составе сухого пластового газа (6 – 9 мол %) и понижение плотности конденсата (C_{5+}) до уровня 745 – 754 кг/м³. Наименее изученный и наиболее погруженный мосоловский горизонт охарактеризован двумя пробами в 3.-Вишневском и в Разумовском месторождениях. По этим пробам определено содержание C_{5+} на уровне 290 г/м³ и 500 г/м³, соответственно. Более высокое содержание конденсата получено при значительной депрессии и поэтому для этого пласта в целом следует ориентироваться на выход конденсата на уровне 300 г/м³. В целом, несмотря на определенный разброс значений, происходит некоторое возрастание содержания конденсата и его плотности, содержания C_{2+} в составе сухого газа от воробьевского горизонта к тимано – пашийскому. Наиболее отчетливо эта тенденция прослеживается по Перелюбскому месторождению, состав и свойства флюидов которого отвечают осредненной характеристике продуктивных пластов рассматриваемой зоны. Следует отметить, что в пластовом газе тимано-пашийских отложений Разумовского месторождения колебания содержания конденсата от 370 (скв. 4) до 520 г/м³ (скв. 20), а также плотности (от 775 до 797 кг/м³) в пределах небольшого перепада высоты (100 м) существенно превышают эффект физической дифференциации в пределах единой залежи. Приток насыщенной нефти с плотностью 832 кг/м³ и газосодержанием около 400 м³/т в наиболее опущенной части ардатовского горизонта в скв. 20 Разумовского месторождения может свидетельствовать о наличии небольшой нефтяной оторочки.

В зоне II в пределах 3.-Степного месторождения в продуктивных пластах встречены также газоконденсатные залежи, но с более высоким содержанием конденсата (от 265 до 652 г/м³), гомологов метана в сухой газовой фазе (17 - 24 мол %). Вместе с тем аналогично предыдущей зоне, вверх по разрезу отмечается возрастание содержания конденсата в пластовом газе, исключая воробьевский горизонт, где также фиксируются относительно более низкое содержание и плотность конденсата.

В данной зоне разрез наращивается морсовским горизонтом, содержащим в составе пластового газа 325 г/м^3 конденсата с плотностью $C_{5+} = 758 \text{ кг/м}^3$.

В зоне III отвечающей Ю.-Первомайскому месторождению происходит резкое изменение фазового состояния залежей и обогащение их более жирным газом. В воробьевском горизонте, отличающемся в предыдущих зонах более низким содержанием конденсата, газоконденсатная система переходит в окологкритическое, близкое к насыщению состояние (C_{5+} достигает 715 г/м^3 , содержание гомологов метана до 34 мол %, скв. 10), появляется оторочка летучей нефти (скв. 14). При этом переход газоконденсатной смеси в нефтяную оторочку, также как и на Карачаганакском месторождении, происходит плавно, без физических границ раздела. Ранее нефтяная оторочка в нижней части воробьевского горизонта не выделялась. Проведенный детальный анализ первичных фактических данных и термодинамические расчеты позволили пересмотреть и уточнить модель залежи в воробьевском горизонте Ю.-Первомайского месторождения, принятую при подсчете запасов. Анализ исходных данных по нижней части воробьевского горизонта (скв. 14, инт. 3662-3668 м), где система была определена как газоконденсатная с содержанием $C_{5+} = 908 \text{ г/м}^3$, показал, что при рекомбинации и расчетах пластового флюида было заложено более низкое содержание стабильного конденсата ($1727 \text{ см}^3/\text{м}^3$) по сравнению с данными промысловых исследований ($1838 \text{ см}^3/\text{м}^3$ или $690 \text{ м}^3/\text{т}$). Перерасчет экспериментальных данных показал, рассматриваемая система является окологкритической летучей нефтью с газосодержанием $866 \text{ м}^3/\text{т}$ (ступенчатая сепарация). Результаты повторных исследований этого интервала через 6 месяцев подтвердили исходное промысловое газосодержание на стабильную нефть на уровне $867 \text{ м}^3/\text{т}$.

Газоконденсатные системы из ардатовского и воробьевского горизонтов (скв. 10) аналогичны и отличаются от предыдущих зон повышенным содержанием конденсата (710 и 715 г/м^3) и C_{2+} (33-34 мол %) в составе газовой фазы.

В направлении от 3.-Вишневской к 3.-Степной площади газоконденсатные залежи тимано-пашийского горизонта также по мере обогащения конденсатом и жирности пластового газа переходят в пределах Ю.-Первомайского месторождения в залежь типичной пластовой нефти с газосодержанием $236 \text{ м}^3/\text{т}$ и плотностью в стандартных условиях 819.5 кг/м^3 . Содержание гомологов метана в нефтерастворенном газе составляет 47 мол %.

В зоне IV в пределах Тепловского месторождения в тимано-пашийском горизонте, по-видимому, имеет место пластовая нефть, аналогичная нефти Ю.-Первомайского месторождения. Однако, этот вывод требует подтверждения, поскольку данные первичных замеров по двум объектам испытания находятся в противоречии друг с другом. Плотность нефти в стандартных условиях в скв. 7 составляет 823.6 кг/м^3 , а в скв. 14 понижается до

797.3 кг/м³. Основываясь также на том, что в Тепловском месторождении встречаются случаи изменения плотности нефти в одном объекте в течение суток от 855 до 797 кг/м³ (скв. 13, ардатовский горизонт), можно полагать, что плотность нефти в тимано-пашийском горизонте в скв. 14 может иметь более высокое значение. Поэтому в качестве опорной для тимано-пашийского горизонта принимается проба по скв. 7. Однако, в этом объекте газосодержание по стандартной сепарации (633 м³/т), представленное в заключении по глубинной пробе, существенно завышено относительно промысловых данных (268 м³/т) и в связи с этим последнее принимаются в качестве подсчетного параметра.

В ардатовском горизонте Тепловского месторождения, также как и в Ю.Первомайском, находится насыщенная газоконденсатная залежь с содержанием легко конденсата на уровне 769 г/м³ (скв. 14). В нижней части ардатовского горизонта получена нефть с газосодержанием 362 м³/т, которая может свидетельствовать о наличии нефтяной оторочки, аналогично нефти в этом же горизонте в Разумовском месторождении. Плотность нефти Тепловского месторождения по данным стандартной сепарации составляет 835 м³/т. Нефтерастворенный газ типично нефтяной с содержанием гомологов метана на уровне 56%.

В воробьевском горизонте зафиксирован приток газоконденсата с содержанием C₅₊ на уровне 335 г/м³.

Характерной особенностью Тепловского месторождения является присутствие в составе газовой фазы нефтяных и газоконденсатных залежей повышенных содержаний азота, значения которого составляют от 2.68 до 6.92 % в расчете на сухую газовую фазу. Во всех остальных зонах содержание азота колеблется от 0.19 до 3.40 %, при минимальном содержании в зоне I. Содержание углекислого газа в газовой фазе всех месторождений колеблется неравномерно в довольно узком интервале от 0.27 до 2.08 мол %.

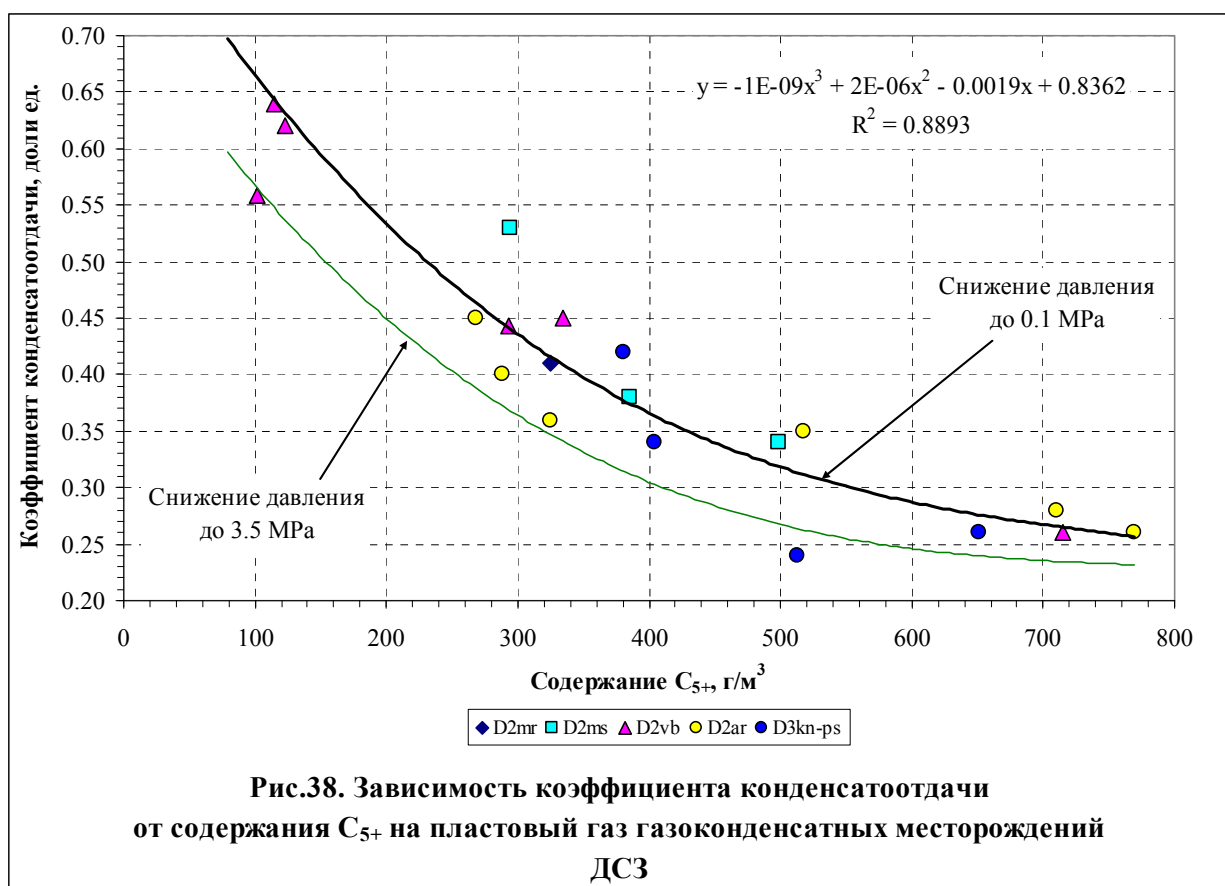
Карбонатный верхнедевонско – нижнекаменноугольный (D₃ -C₁) нефтегазоносный комплекс. Этот комплекс охарактеризован одной залежью пластовой нефти, вскрытой на Ю.-Первомайском месторождении в воронежском горизонте. Относительно ниже лежащей нефти в тимано-пашийском пласте нефтяная система воронежского горизонта характеризуется более высоким газосодержанием (368 м³/т) и облегченной плотностью сепарированной нефти (802 кг/м³). В соответствии с этим в газовой фазе снижается содержание гомологов метана. Концентрации азота и углекислого газа не превышают фоновые значения.

Терригенный нижнекаменноугольный (C₁V²⁻³) нефтегазоносный комплекс.

В этом комплексе получены притоки нефти из регионально нефтеносных тульско – бобриковских отложений в зоне II (З.-Степное месторождение) и в зоне IV (Даниловское и

Богородское месторождения). Исследованиями по глубинным пробам охарактеризовано 3.-Степное месторождение. Нефти содержат от 220 до 250 м³ газа на 1 т и имеют плотность в стандартных условиях (по сепарационному тесту) от 810 до 816 кг/м³. Содержание гомологов метана в газовой фазе соответствует типично нефтяным системам и составляет от 46 до 58 mol %. По Даниловскому и Богородскому месторождениям имеются только единичные замеры газосодержания и плотности по промысловым исследованиям, которые можно рассматривать только как ориентировочные данные. Нефтерастворенные газы рассматриваемого комплекса, также как и девонские флюиды в Тепловском месторождении, характеризуются повышенным содержанием азота (от 4 до 13 мол %). Следует отметить, что в попутном газе в бобриковском горизонте Даниловской площади (скв.3, инт. 2504 – 2509 м.), зафиксировано единичное проявление H₂S на уровне 2.02 мол %.

Анализ фактических материалов по всем рассмотренным месторождениям (зона I – IV) показал, что коэффициент конденсатоизвлечения ($K_{изв}^{C5+}$) газоконденсатных залежей находится в зависимости от состава пластового флюида и главным образом от содержания компонентов C₅₊. С возрастанием содержания конденсата коэффициент конденсатоизвлечения снижается. Эта зависимость демонстрируется на рис. 38 и при отсутствии экспериментальных данных ее можно использовать для прогнозной оценки $K_{изв}^{C5+}$ месторождений Бузулукской впадины. Определенный разброс точек связан с влиянием термобарических условий, давления начала конденсации и других факторов. На рис. 38 представлены две кривые, отвечающие снижению пластового давления до 0.1 МПа (по инструкции ГКЗ) и до реального среднестатистического давления забрасывания 3.5 МПа.



Остальные подсчетные параметры: объемные коэффициенты пластовых нефтей и коэффициенты сверхсжимаемости находятся в соответствии с термобарическими условиями, а также с составом и свойствами пластовых флюидов.

11.9. Рекомендации при исследовании глубокопогруженных пластовых флюидов

Решение проблемы повышения достоверности оценки фазового состояния и подсчета запасов высоконасыщенных пластовых флюидов состоит в следующем.

1. Достоверное прогнозирование подсчетных параметров пластовых флюидов в глубокопогруженных месторождениях на начальных этапах ГРП следует осуществлять на основе установленных характерных типов распределения показателей нефтяных и газоконденсатных систем. Эти типы обоснованы на корректном фактическом материале и учитывают специфику глубокопогруженных залежей, что позволяет, обосновано экстраполировать параметры пластовых флюидов после идентификации их фазового состояния по первым продуктивным притокам. В то же время выявление новых фактов относительного постоянства свойств и состава нефтей, удельных объемов пластового газа (при возрастании в последнем содержания C_{5+} и их плотности) по всему продуктивному разрезу высокоамплитудных глубокопогруженных однофазных нефтяных и нефтегазоконденсатных залежей значительно упрощает решение прогнозных задач. Однако при этом следует учитывать неравновесность пластовых флюидов, выражающуюся в зональности распределения

свойств и состава параметров нефтей, кислых компонентов и C_{5+} по площади крупных месторождений.

2. Достоверная идентификация фазового состояния высоконасыщенных глубокопогруженных пластовых флюидов должна проводиться на основе экспериментального моделирования их фазовых переходов с определением критического газосодержания на современных установках PVT с достаточной разрешающей способностью исследования как газоконденсатных, так и нефтяных систем и возможностью визуального контроля. Такой подход исключает возможные ошибки, возникающие при распознавании типа залежи традиционными способами по физико-химической характеристике жидких и газообразных флюидов.

3. Эффективную оценку степени насыщенности глубокопогруженных пластовых флюидов следует проводить по новому методу, заключающемуся в классифицировании пластового флюида относительно барических уровней фазовой диаграммы и использовании критического и потенциального газосодержаний в качестве базовых сравнительных уровней с пластовым газосодержанием. В то же время критическое газосодержание отражает переходный уровень нефтяной системы в газоконденсатную (и наоборот), а потенциальное - определяет уровень газосодержания пластовой смеси, достигаемый в точках давления насыщения при пластовом давлении. Этот метод позволяет осуществлять объективное распознавание образа пластовых смесей по предлагаемым количественным критериям: коэффициентам критичности и насыщенности. При таком подходе установленное новое явление пережатости глубокопогруженных систем во всем диапазоне газосодержания не оказывает влияния на достоверность получаемых результатов. Поэтому применение этого метода дает более корректную информацию по сравнению с традиционным подходом к определению степени насыщенности пластовых смесей, основанным на сопоставлении пластового давления и давления насыщения.

4. Для рационального выбора информативного комплекса исследования пластовой нефти необходимо проведение тестирования ее на летучесть по предложенному автором новому информативному показателю - коэффициенту летучести нефти. Данный коэффициент характеризует местоположение пластового газосодержания в диапазоне существования летучей нефти. При газосодержании $300 \text{ м}^3/\text{м}^3$, которое следует рассматривать как граничный уровень перехода от тяжелых нефтей к летучим, этот коэффициент имеет нулевое значение, независимо от плотности нефти, и возрастает до 1 при предельном уровне существования летучих нефтей. Предлагаемый универсальный коэффициент прост в практическом применении, дает экспрессное распознавание образа летучей нефти, не тре-

бует проведения традиционного комплекса экспериментальных исследований по установлению зависимости усадки нефти от давления.

5. Применение традиционных способов для оценки подсчета запасов глубокопогруженных нефтяных и газоконденсатных месторождений может приводить к значительным погрешностям при подсчете их запасов. Однако эти подходы рекомендованы инструкцией ГКЗ и реализуются в практике подсчета запасов. Для корректного использования этих способов применительно к глубокопогруженным месторождениям с целью повышения достоверности подсчета запасов и выбора рациональных схем разработки залежей предлагаются следующие методические решения.

5.1. При подсчете запасов пластовой нефти (особенно летучей) следует принимать данные ступенчатой сепарации. В связи с этим рекомендуется внести соответствующие изменения в инструкцию ГКЗ, нацеливающую исследователей на использование результатов дифференциального разгазирования, не отражающее адекватно фазовые изменения происходящие в условиях пласта и скважины. Более того, практическое использование варианта дифференциального разгазирования ведет к ощутимым экспериментальным погрешностям и в следствии этого создает определенные проблемы при адаптации композиционной модели пластового флюида. Для осуществления надежной адаптации лучше всего использовать данные исследования при постоянной массе и результаты ступенчатой сепарации. При подсчете запасов пластовой нефти (особенно летучей) следует принимать данные ступенчатой сепарации. В связи с этим рекомендуется внести соответствующие изменения в инструкцию ГКЗ, нацеливающую исследователей на использование результатов дифференциального разгазирования, не отражающее адекватно фазовые изменения, происходящие в условиях пласта и скважины. При вводе данных в гидродинамический симулятор «Black Oil» результаты дифференциального разгазирования должны быть по скорректированы по ступенчатой сепарации. Для сопоставимости начальных запасов нефти и газа, рассчитываемых по статической и динамической моделям, в геологический модуль подсчетные параметры пластовой и сепарированной нефти следует вводить также по варианту ступенчатой сепарации.

Для обоснованной оценки термодинамической составляющей коэффициента извлечения летучей нефти целесообразно проведение экспериментального моделирования ступенчатого истощения залежи, аналогично газоконденсатным системам. Такой подход позволяет корректно определить массу легкокипящих компонентов C_{5+} , содержащихся в добываемой газовой фазе летучей нефти.

5.2. Для достоверного расчета коэффициента газонасыщенности предлагается новый способ определения остаточной нефтенасыщенности коллекторов, основанный на испаре-

нии в пластовых условиях в газ сепарации конденсата, выпавшего в керне при подъеме его на поверхность. Этот способ защищен авторским свидетельством (запатентован), дает достоверное определение остаточной нефтенасыщенности газонасыщенных коллекторов глубоководных месторождений и его целесообразно использовать как альтернативный вариант в качестве базовых определений. Разработанный способ в отличие от аналога (экстракционно-дистилляционный способ с коррекцией на объем выпавшего конденсата) более прост в применении, не требует введения трудоемких экспериментальных поправок и предварительной герметизации керна.

5.3. В скважинах, не исследованных на газоконденсатность, предлагается использовать авторский способ оценки содержания конденсата в пластовом газе по замерам остаточной нефтеконденсатонасыщенности в герметизированном керне. Способ основан на установлении корреляционной связи между содержанием конденсата в пластовом газе и нефтеконденсатонасыщенностью коллектора. Рекомендуемый способ запатентован и дает дополнительную информацию для подсчета запасов конденсата в пластовом газе при анализе распределения его содержания в плане и разрезе месторождения.

5.4. Для корректной оценки запасов пластового газа и конденсата необходимо принимать остаточное давление (давление забрасывания) на уровне 3.0 - 3.5 МПа, поскольку существующая отечественная практика подсчета запасов пластового газа до стандартного остаточного давления неизбежно предполагает завышение реальных балансовых запасов пластового газа и коэффициента извлечения конденсата. Это обусловлено тем, что ниже этого уровня начинается ретроградное испарение выпавших в пласте жидких УВ, не реализуемое при эксплуатации газоконденсатных месторождений. В связи с затруднительностью оценки остаточного пластового давления в новых месторождениях в качестве альтернативы предлагается при подсчете запасов оценивать полный потенциал пластового газа (без учета P/Z при остаточном давлении), а затем по данным истощения вводить коэффициенты извлечения конденсата и газовой фазы.

5.5. Для получения представительных данных по коэффициенту извлечения конденсата, с целью адаптации композиционной модели пластового флюида, вместо дифференциальной конденсации, следует проводить экспериментальное исследование на истощение пластового газа при постоянном объеме. Исследование на истощение дает возможность замера состава и свойств извлекаемого флюида по каждому этапу снижения давления и расчета коэффициентов сверхсжимаемости и извлечения компонентов C_{5+} по балансу добываемого пластового флюида до заданного остаточного пластового давления.

5.6. При подсчете запасов высокоамплитудных месторождений значения пластового давления по высоте залежи должны корреспондироваться с плотностью пластового

флюида в пределах разброса фактических данных с контролем по барометрической формуле.

5.7. Для повышения точности подсчета запасов глубокопогруженных нефтяных и газоконденсатных месторождений рекомендуется к применению и использованию инструкцией ГКЗ принципиально новый универсальный способ подсчета удельных запасов нефти, газа, конденсата на единой методической основе, заключающийся в применении оперативно и достоверно определяемых параметров: плотности пластового флюида и его компонентного состава. Этот способ дает объективную оценку удельных запасов нефти, газа, конденсата на компонентном уровне с соблюдением полного материального баланса. Способ не зависит от возможных ошибок, возникающих при идентификации фазового состояния пластовых флюидов, в равной мере применим как к газоконденсатным, так и к нефтяным месторождениям. Предложенный метод прост в практическом использовании и исключает погрешности, возникающие при определении объемного коэффициента в летучих нефтях и коэффициента сверхсжимаемости в пластовом газе с высоким содержанием конденсата и в связи с этим его целесообразно использовать применительно к глубокопогруженным месторождениям.

Предлагаемые методические разработки основаны на результатах теоретического обобщения новых научных и экспериментальных данных, апробированы при подсчете запасов уникальных месторождений Прикаспийской впадины и других нефтегазоносных бассейнов. Эти методики рекомендуется использовать в дальнейшей практике поисково-разведочных работ на нефть и газ с целью корректных оценок ресурсов, подсчета запасов и выбора рациональных схем разработки глубокопогруженных нефтяных и газоконденсатных месторождений, независимо от их пространственной геотектонической приуроченности.

Список используемой литературы

1. Hend-Joo Ng, Harish Kalra, Robinson, D.B. and Hironobu Kubota: "Equilibrium Phase Properties of the Tolye-hydrogen sulfide and n-Heptane-Hydrogen Sulfide Binare systems," Journal of Chemical and Engineering Data 25 (1980) 51-55.
2. Lenoir, J.M.: "How Carbon Dioxide Affects Ks," Journal of Chemical and Engineering Data, vol. 46, No.1 (January 1967) 191-196.
3. Moses, P.L.: "Engineering Applications of Phase Behavior of Crude Oil and Condensate Systems," Journal of Petroleum Technology (July 1986) 715-723.
4. Petroleum Engineering Handbook. Editor-in-Chief Howard. B. Bradley, SPE, Richardson, TX, USA, 1992, p. 37-23.
5. Viswanation, K. and Rao, D.S.: "Measurement of Bubble Size in Fluid Beds," Ind. Eng. Chem. Process Des. Dev. (1984) 573-576.
6. Асар Х. и Харди Л.Л.. Влияние очень низкого межфазного натяжения на относительную проницаемость. SPE Reservoir Engineering, 1988, стр. 257.
7. Бердон К. и Лонгерон Д. Дж.. Влияние очень низкого межфазного натяжения на относительную проницаемость. SPEJ, окт. 1980, стр. 391.
8. Ботнева Т.А., Шулова Н.С. Геохимия конденсатов Прикаспийской впадины. - /Труды ВНИГНИ. - М., 1982, вып. 240, с. 27-37.
9. Бриндзинский А.М., Петерсилье В.И., Габриэлянц Г.А. Определение коэффициента остаточной нефтенасыщенности коллекторов Астраханского газоконденсатного месторождения. - Геология нефти и газа, 1983, № 12, с. 10-12.
10. Брусиловский А.И., Былинкин Г.П. Новый подход к подсчету геологических запасов нефти, газа и конденсата на единой методической основе. - Геология нефти и газа, 1990, № 11, с. 35-39.
11. Былинкин Г.П. Оценка фазового перехода глубокопогруженных пластовых флюидов. - Геология нефти и газа, 2006, № 2, с. 55-60.
12. Былинкин Г.П. Прогноз новых месторождений УВ в пределах Астраханского свода. - Геология нефти и газа, 1988, № 7, с. 6-9
13. Былинкин Г.П. Моделирование генезиса Карачаганакского месторождения. - Геология нефти и газа, 1990, № 8, с. 10-13.
14. Былинкин Г.П., Брусиловский А.И. Новый подход к оценке степени насыщенности пластовых нефтяных и газоконденсатных смесей и критериев их фазового состояния. - Геология нефти и газа, 1991, № 9, с. 14-18.

15. Былинкин Г.П., Кулинич М.П. Оценка параметров остаточной нефти Астраханского месторождения в пластовых условиях. - Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений. - М., 1989, № 7, вып. 4, с. 1-4.
16. Былинкин Г.П., Тимофеев Г.И., Кулинич М.П. Способ определения остаточной нефтенасыщенности коллекторов. Патент № 1668918, заявлено 06.07.88, опубл. 07.08.91, бюл. № 19.
17. Былинкин Г.П., Тимофеев Г.И., Урусов А.В. Способ прогнозирования содержания конденсата в пластовом газе. Патент № 1728483, заявлено 12.11.89, опубл. 23.04.92, бюл. № 15.
18. Былинкин Г.П., Урусов А.В., Матросова А.Н. Растворимость и растворяющая способность сжатых газов в нефтяных и газоконденсатных системах. - Геология нефти и газа, 1992, № 10, с. 31-36.
19. Гаджи-Касумов А.С., Карцев А.А. Газонефтепромысловая геохимия. - М., Недра, 1975, - 128 с.
20. Гигантское месторождение Карачаганак – реализация его потенциала. / Й. Ф. Сильвестер, Т. О'Хеарн, Х. Хсу и др. Интегрированная организация по Карачаганак (ИОК) Лондон. Шлюмберже, лето 1998 г., т. 3, № 2, с. 4-14.
21. Гончаров И.В., Винокурова Н.К., Бодрягина М.П. Изменение газовой составляющей нефтей в пределах залежи (на примере Западной Сибири). - /Сб. научных трудов. Геохимия сложнопостроенных месторождений нефти и газа. - Под ред. А.В. Рылькова. - Тюмень, изд. ЗапСибНИГНИ, 1988, с. 111-116.
22. Гриценко А.И., Алиев З.С., Ермилов О.М. и др. Руководство по исследованию скважин. М., Наука, 1995 г., 524 стр.
23. Гуревич Г.Р., Соколов В.А., Шмыгля Т.П. Разработка газоконденсатных месторождений с поддержанием пластового давления. - М., Недра, 1976, - 184с.
24. Гушин В.А. Диагностика состояния природных углеводородных систем в залежах. - М., Недра, 1992, - 128 с.
25. Дзюбенко А.И., Иванюта М.М., Канюта А.П. Газоконденсатные системы и методы их изучения. - /Труды УкрНИГРИ. - М., Недра, 1984, вып. 32. - 152с.
26. Дурмишьян А.Г. Газоконденсатные месторождения. - М., Недра, 1979, - 335 с.
27. Жузе Т.П. Роль сжатых газов как растворителей. - М., Недра, 1991, - 164 с.
28. Журов Ю.А. Распределение сероводорода в залежи Оренбургского месторождения. - Газовая промышленность, 1976, № 9, с. 36-39.
29. Инструкция по комплексному исследованию газовых и газоконденсатных пластов и скважин. - /Под ред. Г.А. Зотова, З.С. Алиева. - М., Недра, 1980, - 301 с.

30. Инструкция по применению Классификации запасов месторождений, перспективных и прогнозных ресурсов нефти и горючих газов. Инструкция о содержании, оформлении и порядке представления в ГКЗ СССР материалов по подсчету запасов нефти и горючих газов. - М., Изд. ГКЗ СССР, - 1984, - 64с. (Государственная комиссия по запасам полезных ископаемых при Совете Министров СССР).
31. Исследование природных газоконденсатных систем (Методическое руководство). - М., РАО "ГАЗПРОМ" ВНИИГаз, 1994, - 257 с
32. Кронквист Ч. Оценка и разработка пластов с летучей нефтью. - Нефть, газ и нефтехимия за рубежом, 1979, № 4, с. 21-32.
33. Кушниров В.В. Ретроградные газожидкостные системы в недрах. - Ташкент, Фан, 1987, - 180 с.
34. Мамлеев Р.Ш., Гриценко А.Н. Новые данные о геологическом строении нефтегазоконденсатных залежей Федоровского месторождения. - Нефтегазовая геология и геофизика, 1975, № 6
35. Методика исследования пластовой нефти с помощью жидкометаллического сплава. РД 39-9-1084-84
36. Методическое руководство по подсчету балансовых и извлекаемых запасов конденсата, этана, пропана, бутанов, неуглеводородных компонентов и определению их потенциального содержания в пластовом газе. М., ВНИИГаз, ротاپринт, 1990, 45с.
37. Навроцкий О.К., Логинова В.Е., Тимофеев Г.И. Способ определения коэффициента остаточной нефтенасыщенности в газоконденсатных месторождениях. Авторское свидетельство № 1452303, заявлено 15.04.87, 1988.
38. Навроцкий О.К., Федоров Д.Л., Сидоров И.Н. Геохимические особенности формирования Карачаганакского месторождения. - Советская геология, 1986, № 12, с. 109-113.
39. Намиот А.Ю. Фазовые равновесия в добыче нефти. - М., Недра, 1976, -183 с.
40. Региональный и локальный прогноз нефтегазоносности. Под ред. С.П. Максимова. - /Труды ВНИГНИ. - М., 1987, вып. 256.
41. Справочник по геологии нефти и газа. - /Под ред. И.А. Еременко. - М., Недра, 1984 - 480 с.
42. Старобинец Н.С. Геохимия нефтей и газов Средней Азии. М., Недра, 1966. 75
43. Старобинец Н.С. Геолого-геохимические особенности газоконденсатов.- Л., Недра, 1974, - 151 с.
44. Старобинец Н.С. Газогеохимические показатели нефтегазоносности и прогноз состава углеводородных скоплений. - М., Недра, 1986, - 206 с.

45. Степанова Г.С. Фазовые превращения углеводородных смесей газоконденсатных месторождений. - М., Недра, 1974, - 224 с.

46. Степанова Г.С. Разработка сероводородных месторождений углеводородов. - М., Недра, 1986,- 163 с.

47. Степанова Г.С. Особенности фазовых переходов в глубокозалегающих нефтегазоконденсатных месторождениях. - Газовая промышленность, 1987, № 2, с. 52-53.

48. Тимофеев Г. И., Шерман Г. Х. Пластовые фильтрационные характеристики низкопоровых и низкопроницаемых коллекторов Карачаганакского ГКМ. - /Научная разработка, Саратов, фонды НВНИИГГ, 1985, - 53 л.

49. Фаусет М.Дж.. Оценка корреляции для прогноза низкого межфазного натяжения конденсатной системы. Окт. 1992 LRS T 1271.

50. Фаусет М.Дж.. Корреляции межфазного натяжения для расчетов псевдорезервуарного флюида. февр. 1993 LRS T 1309.

51. Хазнаферов А.И. Исследования пластовых нефтей. - /Под ред. В.Н. Мамуны. - М., Недра, 1987. - 116 с.

52. Ханифф М.С. и Пеарс Дж.. Замеры межфазного натяжения в метано-пропановой газоконденсатной системе при использовании техники рассеивания лазерного луча. SPE Reservoir Engineering, ноябрь 1990, стр. 589.

53. Чайковская Э.В. Прогноз нефтеносности больших глубин в разновозрастных бассейнах по данным глубокого бурения СССР и США. Обзор ВНИИГаз, - М., 1973. - 68 с.

54. Чайковская Э.В., Дьяконова З.А. Результативность бурения на большие глубины в США. - Геохимия нефти и газа, 1971, № 7.

55. Чахмахчев В.А. Геохимия процесса миграции углеводородных систем. - М., Недра, 1983, - 231 с. 91