

# МОДЕЛИРОВАНИЕ НАЧАЛЬНОГО СОСТАВА И ТЕРМОДИНАМИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ ПЛАСТОВЫХ ФЛЮИДОВ ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ И НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

О.В. Бузинова, К.Н. Гужов (ООО «Газпром ВНИИГАЗ»)

Для обоснованного прогноза показателей разработки газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений и своевременного принятия технологических решений в ходе их эксплуатации необходимы достаточно надежные данные о свойствах и составах пластовых флюидов на начальной и текущей стадиях разработки месторождения. Особенно важны такие данные при оценке эффективности применения вторичных методов воздействия на пласт, расчете изменения состава фаз в ходе процесса и прогнозе технологических показателей разработки с использованием методов повышения углеводородоотдачи.

В связи с тем, что на стадии геолого-разведочных работ газоконденсатные характеристики иногда изучены недостаточно полно, определение фазового состояния пластовых флюидов и параметров эксплуатации залежи связано с дефицитом информации по ряду параметров. В рамках настоящей работы было проведено уточнение расчетных начальных составов газоконденсатной и нефтяной систем на примере реального месторождения Восточной Сибири. При математическом моделировании поведения многокомпонентных смесей в равновесных процессах за основу был принят подход, основанный на использовании уравнения состояния Пенга-Робинсона, обеспечивающий в исследованной области равномерную точность расчета как по равновесному составу, так и по свойствам фаз. Адаптация методики расчета фазового состояния и состава фаз пластовой смеси является необходимым элементом для использования в последующем гидродинамическом моделировании вариантов разработки рассматриваемого месторождения.

При моделировании расчетного начального состава и термодинамического состояния газоконденсатной системы газовой шапки использовались данные подсчетов запасов газа, конденсата и нефти. Среднее значение потенциального содержания конденсата на  $1 \text{ м}^3$  пластового газа, принятое для подсчета запасов конденсата, составило  $16,21 \text{ г/м}^3$ . Исследования отобранных проб на установках фазового равновесия не проводились. Определялся состав пластового газа, потенциальное содержание в нем  $C_{\text{с+в}}$ , состав и свойства стабильного конденсата.

Таким образом, такие характеристики, как давление начала конденсации, пластовые потери сырого и стабильного конденсата, баланс распределения конденсата на разных этапах разработки в подсчетах запасов газа и конденсата представлены не были. Коэффициент извлечения конденсата из недр определялся исходя из фракционного состава (температуры выкипания 90 %) и составил 94 % при падении пластового давления до 0,1 МПа.

При моделировании расчетного начального состава и термодинамического состояния нефтяной системы месторождения использовались результаты лабораторных исследований по определению давления насыщения – 9,74 МПа. Нефть характеризовалась давлением насыщения, близким к пластовому – 13,2 МПа. Для залежи пластовой нефти получены следующие подсчетные параметры: объемный коэффициент – 1,11905 д.ед., плотность –  $878 \text{ кг/м}^3$ , динамическая вязкость в пластовых условиях – 10,15 МПа·с, коэффициент сжимаемости –  $9,85 \cdot 10^{-4} \text{ 1/МПа}$ . Среднее содержание растворенного в нефти газа составило  $63,38 \text{ м}^3/\text{т}$  (или  $55,64 \text{ м}^3/\text{м}^3$ ). Это значение было принято для подсчета запасов. Абсолютная плотность растворенного газа составила  $0,8382 \text{ кг/м}^3$ .

В процессе моделирования пластового флюида авторами были подобраны два состава. При моделировании первого состава важно было добиться равенства давления начала конденсации газовой фазы ( $P_{\text{нк}}$ ) и давления насыщения нефтяной фазы ( $P_{\text{нас}}$ ) начальному пластовому давлению ( $P_{\text{пл. нач}}$ ). При данных начальных условиях модель будет находиться в состоянии равновесия, составы флюидов будут соответствовать заданным. При моделировании второго состава было принято решение максимально точно смоделировать свойства флюида – вязкость и плотность нефтяной фазы, что является важным при применении вторичных методов воздействия на пласт. Однако в связи с растворимостью газа в нефти составы флюидов должны были отличаться от исходных. Конечной целью являлось установление разницы по запасам газа и нефти в гидродинамических моделях.

При моделировании начального состава пластового газа принято давление начала конденсации 13,2 МПа, равное пластовому давлению в нефтенасыщенной части. Давление в газонасыщенной части также равно 13,2 МПа. В зоне нефтяной оторочки отмечается достаточно высокая проницаемость (среднее значение – 230 мД), следовательно, флюидальные системы газоконденсатной и нефтяной частей пласта должны были представлять системы с общими компонентами (при отсутствии блоковой структуры).

При моделировании расчетного начального состава пластовых смесей 10-градусные фракции объединялись в псевдокомпоненты с усредненными параметрами (температурой кипения, плотностью и молекулярным весом). Затем значение плотности каждого псевдокомпонента уточнялось таким образом, чтобы расчетное давление начала конденсации пластового газа соответствовало 13,2 МПа. Усредненные физико-химические свойства укрупненных псевдофракций при математическом моделировании фазового поведения газоконденсатной системы изучаемого объекта рассматривались как индивидуальные свойства высококипящих псевдокомпонентов. Затем подбиралось оптимальное распределение концентраций компонентов по фракциям высококипящей части смеси, которое наилучшим образом согласуется со всей исходной информацией по выбранным системам. Расчеты проводились в среде программного комплекса Schlumberger Eclipse 300.

Уточненный расчетный начальный состав пластового газа, приведенный в табл. 1, был взят за основу при моделировании процессов разработки газовой залежи.

Таблица 1

Начальный состав пластового газа и физико-химические свойства фракций, принятые в расчетах

Компоненты	Состав, % мольн.	$T_{кип}$ , К	$\rho_1^{20}$ , г/м <sup>3</sup>	ММ, г/моль
N <sub>2</sub>	7,13	77,4	0,804	28,013
He	0,44	4,21	0,123	4,003
C <sub>1</sub>	85,27	111,7	0,425	16,043
C <sub>2</sub>	4,45	184,5	0,548	30,07
C <sub>3</sub>	1,67	231,1	0,582	44,097
NC <sub>4</sub>	0,58	272,7	0,579	58,124
NC <sub>5</sub>	0,3073	309,2	0,626	72,151
F1	0,1527	391,27	0,74907	110
F2	0,0	589,66	0,86873	232,9
C <sub>5+</sub> , % мольн.	0,46	–	–	–
КГФ, г/м <sup>3</sup> пл. газ	16,2	–	–	–
$P_{нк}$ , МПа	13,2	–	–	–
$T_{пл}$ , °С	9,0	–	–	–

В табл. 2 приведены значения критических давлений и температур для фракций F1 и F2, используемые в расчетах.

Таблица 2

Критические давления и температуры фракций

Фракции	ММ, г/моль	$P_{кр}$ , МПа	$T_{кр}$ , К
F1	110	30,024	627,57
F2	232,9	18,705	874,44

На рис. 1 приведены изменения потенциального содержания углеводородов C<sub>5+</sub> в газовой фазе и насыщенности жидкой фазой при снижении пластового давления в системе для расчетного начального состава пластового газа.

Максимальное значение насыщенности составляет 0,2 % порового объема, что указывает на незначительные потери конденсата как по пласту, так и в призабойной зоне эксплуатационных скважин в процессе разработки месторождения на режиме истощения.

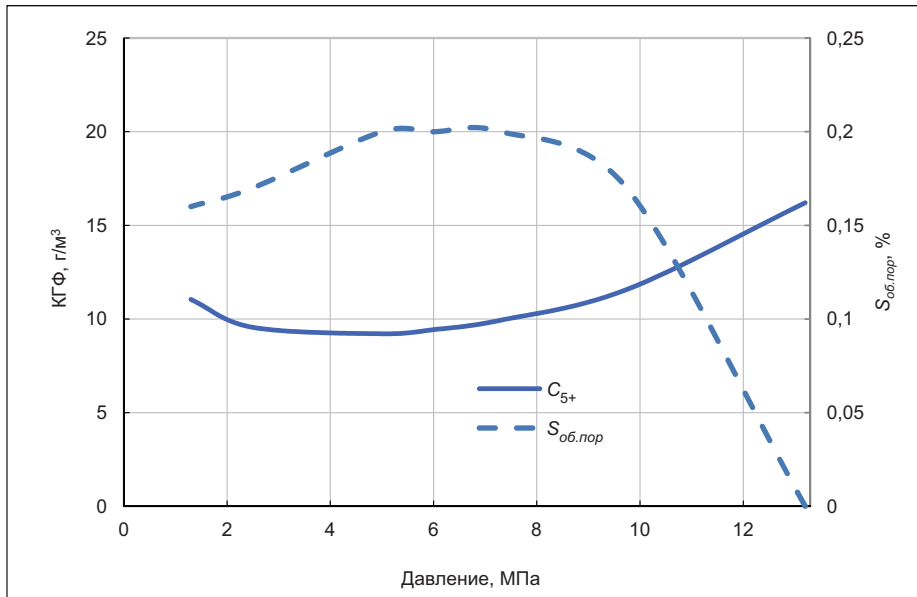


Рис. 1. Изменение потенциального содержания  $C_{5+}$  и насыщенности жидкой фазой  $S_{об.пор}$  от давления

На рис. 2 приведены предварительно оцененные коэффициенты извлечения  $C_{1-4}$  и  $C_{5+}$  соответственно.

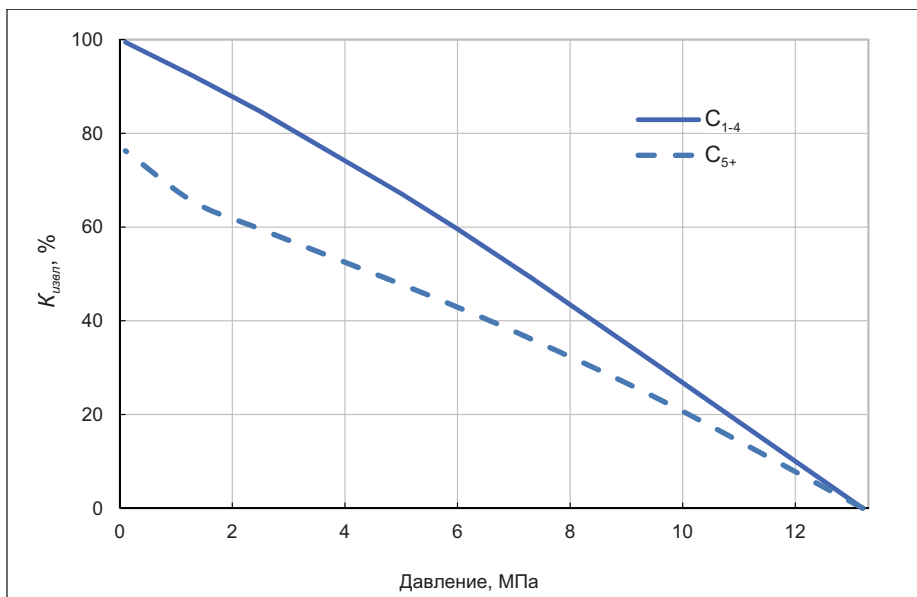


Рис. 2. Коэффициенты извлечения  $C_{1-4}$  и  $C_{5+}$  для пластового газа

При моделировании расчетного начального состава и термодинамического состояния нефтяной системы месторождения использовались результаты лабораторных исследований, приведенные выше.

Отношение массы нефти после ее стабилизации к массе нефти в пластовых условиях равно

$$\frac{m_{cm}^n}{m_{nl}^n} = \frac{1}{0,001 \cdot GOR^m \cdot \rho_{cm}^2 + 1} = \frac{1}{0,001 \cdot 63,38 \cdot 0,8382 + 1} = 0,9496, \frac{\text{кг}}{\text{кг}},$$

где  $m_{cm}^n$  – масса разгазированной нефти при стандартных условиях, кг;  $m_{nl}^n$  – масса нефти при пластовых условиях, кг;  $GOR^m$  – содержание растворенного в нефти газа, м³/т;  $\rho_{cm}^2$  – плотность растворенного газа в нефти при стандартных условиях, кг/м³.

Тогда массовый процент газа разгазирования в пластовой нефти равен 5,04 %. В приведенном составе газа разгазирования в подсчете запасов нефти мольный процент  $C_{5+}$  равен 0,533, потенциальное содержание – 15,97 г/м<sup>3</sup>. Исходя из этого определяем молекулярную массу  $C_{5+} = 72,09$  г/моль, что указывает на наличие чистого компонента  $C_5$ . Следовательно, компонентный состав пластового флюида будет иметь вид, представленный в табл. 3. Свойства фракций  $F1$  и  $F2$  при определении мольных процентов использовались из табл. 1. Процентное соотношение фракций  $F1$  и  $F2$  подбиралось исходя из фактических значений  $P_{нас} = 13,2$  МПа и  $GOR^V = 55,64$  м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup> с учетом значений критических давлений и температур из табл. 2. Также использовались экспериментальные данные по плотности и динамической вязкости нефти при  $T = 9$  °С. Таким образом, были получены расчетные значения:

$$P_{нас} = 13,2 \text{ МПа и } GOR^V = 58,9 \text{ м}^3/\text{м}^3.$$

На рис. 3 приведена зависимость динамической вязкости пластовой нефти от давления при температуре 9 °С. На рис. 4 приведено изменение плотности пластовой нефти от давления при температуре 9 °С. Как видно из рис. 3 и 4, получена хорошая сходимость расчетных и экспериментальных результатов для вязкости и удовлетворительная для плотности.

Таблица 3

Компонентный начальный состав пластовой нефти

Компоненты	Состав, % мольн.	Состав, % масс.
N <sub>2</sub>	0,66915	0,1236
He	0,015155	0,0004
C <sub>1</sub>	30,129	3,1872
C <sub>2</sub>	4,984	0,9882
C <sub>3</sub>	1,3987	0,4067
NC <sub>4</sub>	0,61969	0,2375
NC <sub>5</sub>	0,20263	0,0964
F1	0,276675	0,2
F2	61,705	94,76

В расчетах, где при моделировании необходимо в первую очередь учитывать вязкость и плотность нефти, следует использовать следующий уточненный расчетный начальный состав пластового газа, приведенный в табл. 4.

Таблица 4

Начальный состав пластового газа и физико-химические свойства фракций, принятые в расчетах с учетом плотности и вязкости нефти

Компоненты	Состав, % мольн.	$T_{кип}, \text{ К}$	$\rho_1^{20}, \text{ г/м}^3$	ММ, г/моль
N <sub>2</sub>	7,13	77,4	0,804	28,013
He	0,44	4,21	0,123	4,003
C <sub>1</sub>	85,27	111,7	0,425	16,043
C <sub>2</sub>	4,45	184,5	0,548	30,07
C <sub>3</sub>	1,67	231,1	0,582	44,097
NC <sub>4</sub>	0,58	272,7	0,579	58,124
NC <sub>5</sub>	0,32289	309,2	0,626	72,151
F1	0,13231	391,27	0,74907	110
F2	0,0048	589,66	0,86873	232,9
$C_{5+}, \text{ \% мольн.}$	0,46	–	–	–
КГФ, г/м <sup>3</sup> пл. газ	16,2	–	–	–
$P_{нк}, \text{ МПа}$	13,3	–	–	–
$T_{пл}, \text{ °С}$	9,0	–	–	–

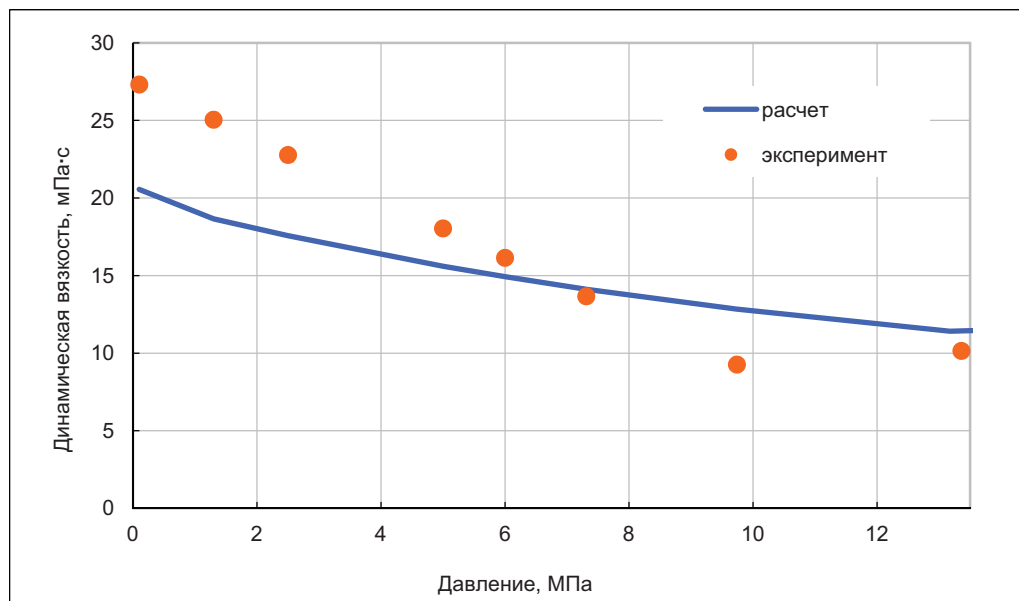


Рис. 3. Зависимость вязкости пластовой нефти от давления

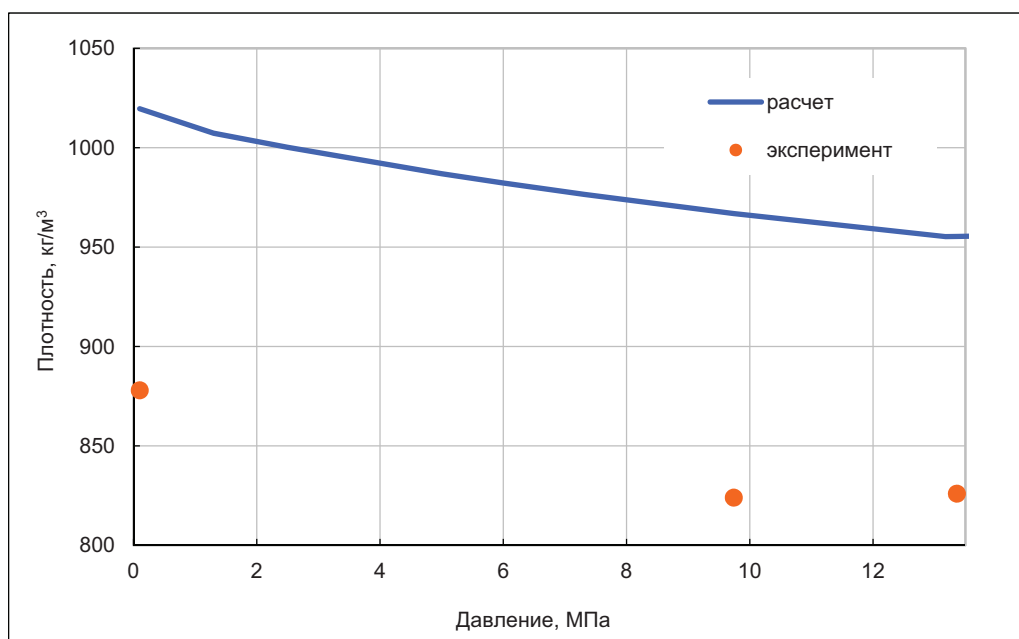


Рис. 4. Изменение плотности пластовой нефти от давления в пластовых условиях

В табл. 5 приведены значения критических давлений и температур для фракций  $F1$  и  $F2$ , используемые в расчетах.

Таблица 5

Критические давления и температуры фракций

Фракции	ММ, г/моль	$P_{кр}$ , МПа	$T_{кр}$ , К
$F1$	110	43,9	677,61
$F2$	232,9	24,461	909,7

На рис. 5 показано изменение потенциального содержания углеводородов  $C_{5+}$  в газовой фазе и насыщенности жидкой фазой при снижении пластового давления в системе для расчетного начального состава 2 пластового газа.

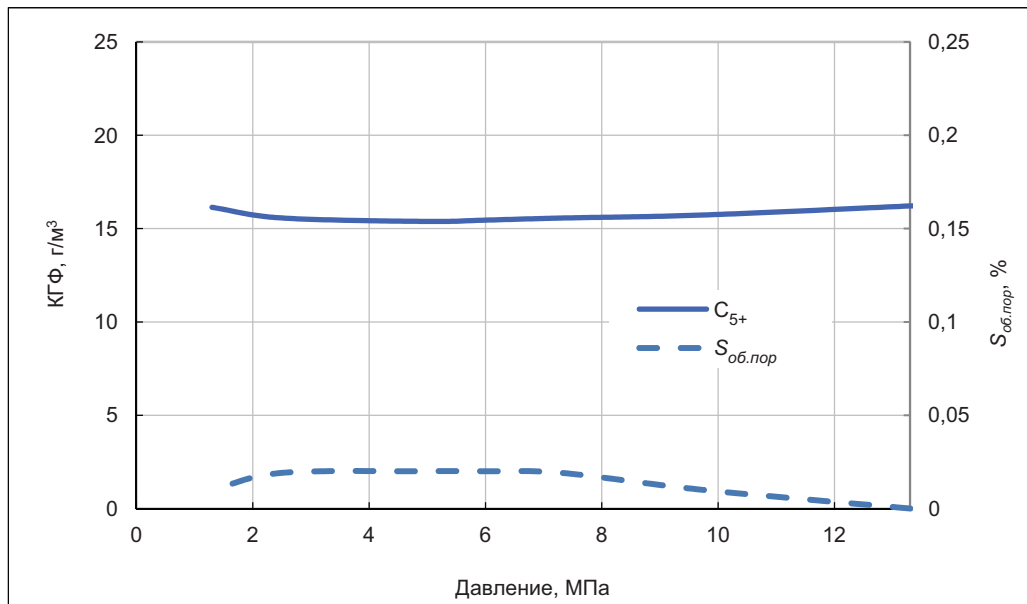


Рис. 5. Изменение потенциального содержания  $C_{5+}$  и изменение насыщенности жидкой фазой  $S_{об.пор}$  от давления состава 2

Максимальное значение насыщенности составляет 0,02 % порового объема, что указывает на еще более незначительные потери конденсата как по пласту, так и в призабойной зоне эксплуатационных скважин в процессе разработки месторождения на режиме истощения.

На рис. 6 приведены предварительно оцененные коэффициенты извлечения  $C_{1-4}$  и  $C_{5+}$ . Как видно из рис. 6, коэффициент извлечения  $C_{5+}$  значительно выше, чем для случая 1, в связи с этим отмечается более низкая насыщенность жидкой фазы.

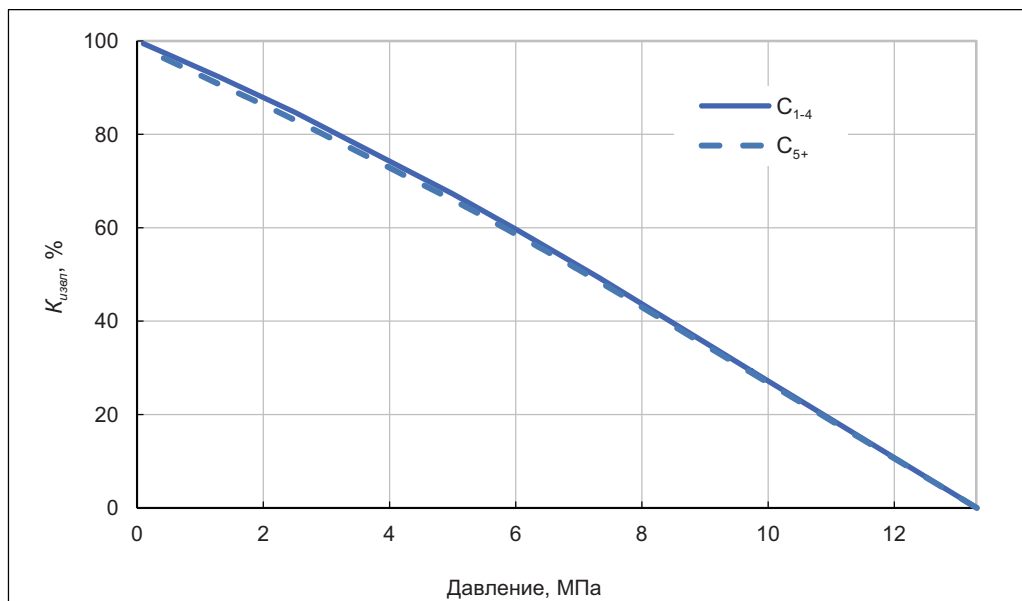


Рис. 6. Коэффициенты извлечения  $C_{1-4}$  и  $C_{5+}$  для пластового газа

Компонентный состав пластового флюида будет иметь такой же вид, как представленный в табл. 4, значения критических давлений и температур взяты из табл. 5. Также использовались экспериментальные данные по плотности и динамической вязкости нефти при  $T = 9\text{ }^{\circ}\text{C}$ .

В процессе моделирования были получены следующие расчетные значения:

$$P_{нас} = 8,7\text{ МПа и } GOR^V = 50,0\text{ м}^3/\text{м}^3.$$

На рис. 7 приведена зависимость динамической вязкости пластовой нефти от давления при температуре  $9\text{ }^{\circ}\text{C}$ .

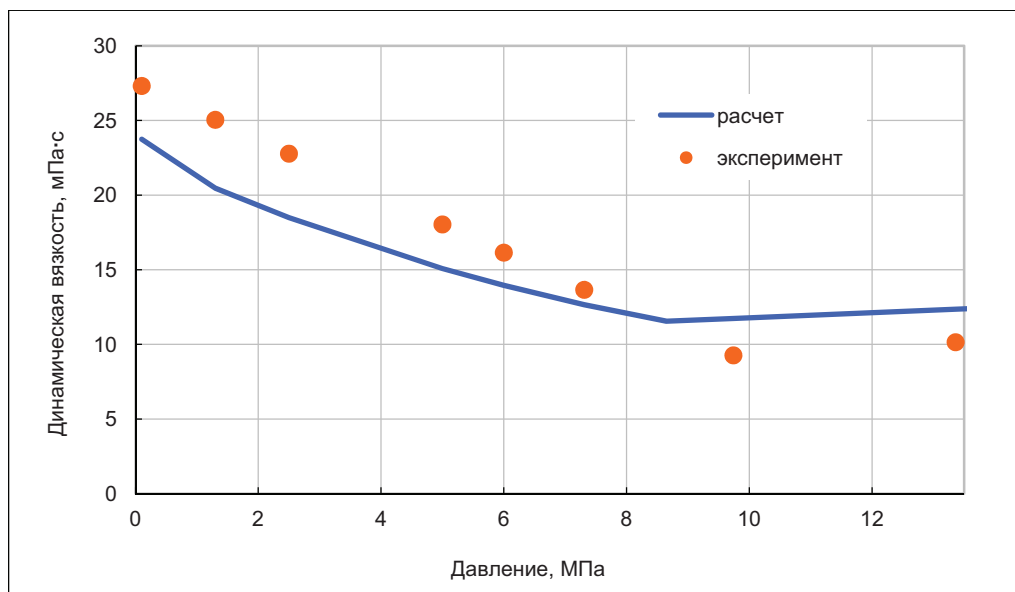


Рис. 7. Зависимость вязкости пластовой нефти от давления

На рис. 8 приведено изменение плотности пластовой нефти от давления при температуре  $9\text{ }^{\circ}\text{C}$ . Как видно из рис. 7 и 8, получена хорошая сходимость расчетных результатов с экспериментальными данными как для вязкости, так и для плотности. Однако наблюдается достаточно низкое давление насыщения, равное  $8,7\text{ МПа}$ , и низкое значение  $GOR$ , равное  $50,0\text{ м}^3/\text{м}^3$ .

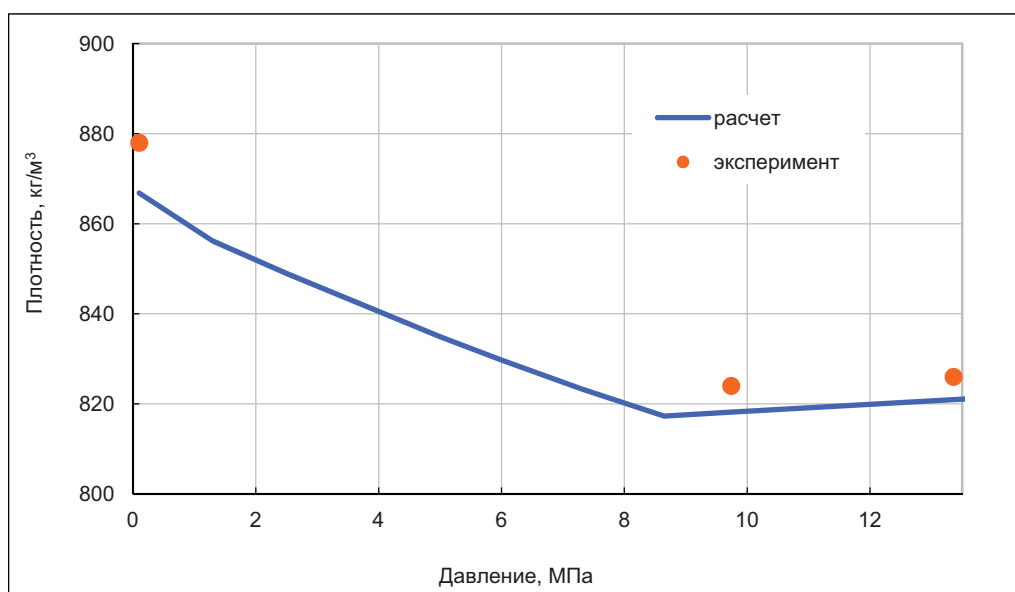


Рис. 8. Изменение плотности пластовой нефти от давления в пластовых условиях

Заниженность этих значений привела к получению иных результатов при одновременном моделировании систем пластового газа и пластовой нефти. Это сказалось на распределении начальных запасов компонентов в геолого-гидродинамической 3D модели месторождения.

Для изучения распределения композиционных составов по глубине использовалась геологическая 3D модель с размерами  $170 \times 305 \times 9$  ячеек. Размер ячейки по  $X$  и  $Y$  составлял 500 м, по  $Z$  – 9 м. В фильтрационные модели были включены данные по запасам пластового газа и нефти, начальные пластовые давления и температуры. Глубина приведения начальных значений показателей композиционного состава пластового газа устанавливалась на 1 м выше газонефтяного контакта (1490 м) – 1489 м, а глубина приведения начальных значений показателей композиционного состава нефти на 1 м ниже – 1491 м. В обеих моделях отмечалась примерно одинаковая переходная зона (рис. 9).

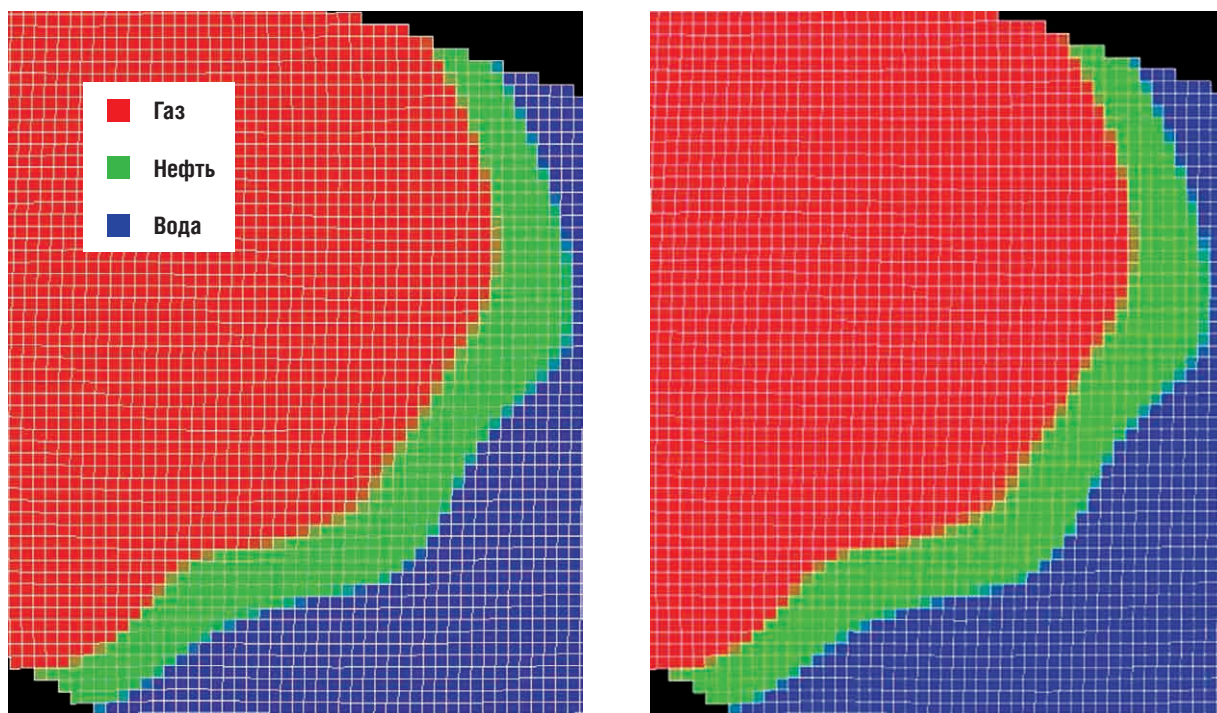


Рис. 9. Распределение флюидов в геолого-гидродинамической 3D модели для составов 1 и 2 (фрагмент кровли месторождения в области газонефтяного контакта)

При начальных условиях  $P_{ик} = P_{нас} = P_{пл.нач}$  модель флюидов должна находиться в состоянии равновесия. Как видно из табл. 6, составы флюидов, полученные при инициализации, соответствуют заданным.

Таблица 6

Составы пластовых флюидов, модель 1

Компоненты	Состав пластового газа, % мол.			Состав пластовой нефти, % мол.		
	заданный	1489 м	отклонение	заданный	1491 м	отклонение
$N_2$	7,13	7,172	-0,042	0,6692	0,892	-0,223
He	0,44	0,433	0,007	0,0152	0,051	-0,036
$C_1$	85,27	86,665	-1,395	30,13	29,554	0,5755
$C_2$	4,45	4,236	0,214	4,984	5,143	-0,159
$C_3$	1,67	1,157	0,513	1,3987	1,657	-0,258
$NC_4$	0,58	0,26	0,32	0,6197	0,73	-0,11
$NC_5$	0,31	0,076	0,2313	0,2026	0,269	-0,066
$F1$	0,15	0,002	0,1507	0,2757	0,31	-0,034
$F2$	0	0	0	61,705	61,394	0,3114



Во второй модели расчетное изменение динамической вязкости и плотности пластовой нефти от давления в пластовых условиях максимально приближено к экспериментальным данным. Как видно из табл. 7, заданные составы флюидов отличаются от полученных при инициализации в модели 2, отклонение по некоторым компонентам достигало 8–9 %.

Таблица 7

Составы пластовых флюидов, модель 2

Компоненты	Состав пластового газа, % мол.			Состав пластовой нефти, % мол.		
	заданный	1489 м	отклонение	заданный	1491 м	отклонение
N <sub>2</sub>	7,13	7,337	-0,207	0,6692	1,594	-0,925
He	0,44	0,471	-0,031	0,0152	0,045	-0,03
C <sub>1</sub>	85,27	86,846	-1,576	30,13	38,152	-8,023
C <sub>2</sub>	4,45	4,005	0,445	4,984	4,975	0,009
C <sub>3</sub>	1,67	1,036	0,634	1,3987	1,504	-0,105
NC <sub>4</sub>	0,58	0,223	0,357	0,6197	0,64	-0,02
NC <sub>5</sub>	0,3229	0,066	0,2569	0,2026	0,237	-0,034
F <sub>1</sub>	0,1323	0,013	0,1193	0,2757	0,261	0,0147
F <sub>2</sub>	0,0048	0,004	0,0008	61,705	52,592	9,1134

## Выводы

1. Созданы две термогидродинамические модели газоконденсатной и нефтяной системы реального месторождения Восточной Сибири с общими компонентами в составах для учета фазовых переходов из нефтяной системы в газовую шапку и наоборот. Термогидродинамические модели были созданы в среде программного комплекса Schlumberger Eclipse 300.

2. В связи с недостатком или неточностью исходной информации каждая из моделей в первую очередь учитывала различные параметры в зависимости от степени важности.

1) В первой модели давление начала конденсации газовой фазы ( $P_{нк}$ ) и давление насыщения нефтяной фазы ( $P_{нас}$ ) равны начальному пластовому давлению ( $P_{пл.нач}$ ):

$$P_{нк} = P_{нас} = P_{пл.нач}$$

При данных начальных условиях модель флюидов находится в состоянии равновесия. Составы флюидов, полученные при инициализации, соответствуют заданным.

2) Во второй модели расчетное изменение динамической вязкости и плотности пластовой нефти от давления в пластовых условиях максимально приближено к экспериментальным данным:

$$\mu_p^h \sim \mu_g^h; \rho_p^h \sim \rho_g^h$$

Для выбора вариантов разработки нефтяной залежи необходимо было наиболее точно смоделировать свойства флюида, однако, заданные составы флюидов отличаются от полученных при инициализации в модели 2.

3. По своим характеристикам газовые фазы обеих моделей близки, различие по начальным запасам газа – 1,1 %.

4. Наибольшее различие наблюдалось для нефтяных систем обеих моделей по плотности, в связи с этим различие по начальным запасам нефти в моделях составило 12,5 %.

5. Для **конкретного** случая по совокупности всех параметров состав 2 оказался более подходящим для использования в геолого-гидродинамической модели, так как расхождение значений по плотности нефти намного превосходило расхождение по составу (неравновесная модель флюидов) из-за небольшого **массового** содержания растворенного газа в нефти. Обе модели по начальным запасам отличались от геологических запасов в сторону увеличения.

6. В зависимости от исходных составов флюидов и их свойств различие в начальных запасах в гидродинамических моделях может достигать более 10 %.