

УДК 665.612.2;3

В.И. Лапшин, А.Н. Волков, А.А. Константинов

## Газоконденсатные характеристики углеводородных флюидов нефтегазоконденсатных залежей (начальное определение и корректировки в процессе разработки)

Эффективное проектирование и последующая разработка газоконденсатных и нефтегазоконденсатных залежей требуют достоверного определения газоконденсатных характеристик (ГКХ) углеводородных флюидов.

Газоконденсатные характеристики углеводородных флюидов и продукции газоконденсатных и нефтегазоконденсатных залежей в соответствии с положениями [1, 2] включают:

- компонентный состав газовых и жидких углеводородов (УВ) пластового газа;
- компонентный состав пластового газа, потенциальное содержание углеводородов  $C_2$ ,  $C_3$ ,  $C_4$ ,  $C_{5+}$ ;
- физико-химические свойства конденсата;
- изотермы, изобары конденсации пластового газа;
- прогнозные и реальные зависимости потенциального содержания углеводородов  $C_{5+}$  при снижении пластового давления;
- баланс распределения углеводородов  $C_{5+}$  при снижении пластового давления;
- фазовые диаграммы пластового газа или газоконденсатной смеси, которые могут быть представлены в следующих координатах:  $P-V$ ,  $P-T$ ,  $P$  – содержание  $C_{5+}$ .

Газоконденсатные характеристики определяются с помощью промысловых, лабораторных (физико-химических) и термодинамических (экспериментальных  $PVT$ ) исследований, которые составляют комплекс газоконденсатных исследований.

Важнейшим условием получения газоконденсатных характеристик является наиболее точная оценка начальных параметров пластовых углеводородных флюидов и их дальнейшая корректировка в процессе мониторинга при разработке залежей.

Промысловые газоконденсатные исследования подразделяются на первичные и текущие. Первичные исследования следует проводить до начала разработки на стадии поиска, разведки, пробной и опытно-промышленной эксплуатации залежей на поисковых, разведочных и эксплуатационных скважинах в начале разработки. Текущие исследования проводятся в процессе эксплуатации залежей для контроля изменения газоконденсатных характеристик. Периодичность проведения исследований для каждого месторождения определяется программой работ, определенной проектным документом.

Однако в процессе проведения разведочных работ, как правило, не наблюдается детального анализа и обобщения полученных в процессе разведки данных. Вследствие этого часть параметров на стадии разведки определяется с недостаточной точностью, требуется их существенное уточнение в процессе опытно-промышленной эксплуатации после бурения эксплуатационных скважин.

Таким образом, начальное проектирование систем разработки газоконденсатных (ГКМ) и нефтегазоконденсатных (НГКМ) месторождений связано с рисками, зависящими от недостаточной точности определения:

- начальных термобарических условий (давление и температура);
- начального компонентного состава пластового газа;
- начальных физико-химических свойств и состава конденсата;

**Ключевые слова:**

алгоритм,  
газ,  
залежь,  
конденсат,  
месторождение,  
пластовый флюид,  
эксперимент.

**Keywords:**

algorithms,  
gaz,  
deposits,  
condensate deposits  
formation fluids  
experiment.

• фазового состояния и поведения пластовой газоконденсатной системы (ПГКС) при снижении пластового давления, интенсивности ретроградных процессов и др.

В случае когда размеры залежи незначительны и мощность продуктивной толщи не превышает 150–250 м, изменение пластовых давления и температуры ( $P_{пл}$  и  $T_{пл}$ ), состава и свойств газовой и жидкой фаз может быть несущественным. Гравитационные процессы заметно не влияют на изменение состава и свойств (гравитационное распределение этих параметров не наблюдается), возможно использование детерминированных значений данных параметров (например, Ен-Яхинское месторождение, залежь БУ<sub>8(1-2)</sub>; Заполярное месторождение, залежь БТ<sub>6-8</sub> и т.д.).

При детерминированном подходе к определению параметров залежи оценку информативности имеющегося объема данных можно проводить, используя величину энтропии ( $H(x)$ ):

$$H(x) = -\sum_{i=1}^k P_i \log P_i,$$

где  $P_i$  – вероятность каждого из возможных значений  $k$ .

При этом необходимо строить графики стабилизации исследуемых параметров, таких как  $P_{пл}$  и  $T_{пл}$ , содержание газовых компонентов и компонентов УВ  $C_{5+}$  и т.д., и по факту стабилизации определять необходимые объемы различных видов исследований.

В случае если пластовая залежь имеет большую площадь, возможно изменение состава свойств пластовой системы по площади. Для массивных залежей и многопластовых месторождений наблюдается изменение состава и свойств пластовой флюидальной системы по глубине.

В зависимости от фазового состояния ПГКС бывают насыщенными и недонасыщенными. Насыщенными называют системы, давление начала конденсации которых равно  $P_{пл}$ ; недонасыщенными – системы, давление начала конденсации которых меньше  $P_{пл}$ . Недонасыщенность залежей в основном связана с аномально высокими пластовыми давлениями (АВПД, т.е. превышением пластового давления над гидростатическим) и температурами. Степень недонасыщенности систем определяется коэффициентом  $K_n = P_{пл}/P_{нк}$ . Недонасыщенность бывает малая ( $K_n = 1,15–1,3$ ), средняя ( $K_n = 1,3–1,5$ ) и высокая ( $K_n > 1,5$ ).

Давление перехода пластовой газожидкостной системы в однофазное состояние зависит от состава и свойств газовой и жидкостной фаз. Важнейшей термодинамической характеристикой газовой фазы является растворяющая способность компонентов, возрастающая в следующем порядке:  $N_2$ ,  $CH_4$ ,  $CO_2$ ,  $C_2H_6$ ,  $H_2S$ ,  $C_3H_8$ ,  $C_4H_{10}$ . У высококипящих углеводородных компонентов на фазовые переходы наибольшее влияние оказывают: плотность и молярная масса (для компонентов  $C_{5+}$ , фракций конденсатов и нефтей); плотность, молярная масса, фракционный и групповой составы (для реальных конденсатов и нефтей).

В табл. 1 приведены термобарические условия залегания, а также основные геологические, термобарические и начальные характеристики многопластовых месторождений (Ен-Яхинское, Уренгойское, Ямбургское, Заполярное), толщина продуктивных пластов которых не превышает 150–250 м, с преимущественно гидростатическими условиями залегания [3].

**Ен-Яхинское ГКМ** расположено в пределах одноименного поднятия, осложняющего восточную часть Песцового вала. В разрезе нижнемеловых отложений на глубинах 2900–3200 м выделяются три продуктивных горизонта – БУ<sub>8-9</sub>, БУ<sub>10</sub><sup>2</sup>, БУ<sub>12</sub><sup>1</sup>. Основные запасы сосредоточены в пласте БУ<sub>8-9</sub>, имеется нефтяная оторочка.

**Уренгойское НГКМ** – в разрезе нижнемеловых отложений выявлено более 20 продуктивных пластов на глубинах 1750–3100 м. Залежи объединены в четыре эксплуатационных объекта. Наблюдается увеличение содержания  $C_{5+}$  в пластовой смеси по мере увеличения глубины залегания продуктивного пласта, имеется нефтяная оторочка.

**Ямбургское ГКМ** – в разрезе нижнемеловых отложений выделено два эксплуатационных объекта. В первый эксплуатационный объект включены залежи пластов: БУ<sub>6-1</sub>, БУ<sub>3-2</sub>, БУ<sub>1-4-3</sub>, БУ<sub>5-1</sub>, БУ<sub>5-3</sub> (2600–2750 м). Ко второму эксплуатационному объекту отнесены залежи пластов БУ<sub>6-1</sub>, БУ<sub>6-2</sub>, БУ<sub>6-3</sub>, БУ<sub>7</sub>, БУ<sub>8-0</sub>, БУ<sub>8-1-2</sub>, БУ<sub>8-3</sub>, БУ<sub>9-1</sub>, БУ<sub>9-2</sub>, БУ<sub>9-3</sub> (3000–3200 м), имеющих наибольшее распространение по площади месторождения.

**Заполярное ГКМ** – газоконденсатные залежи залегают в нижнемеловом продуктивном комплексе. Промышленные запасы газа, конденсата и нефти приурочены к отложениям заполярной (пласты БТ<sub>10(1)</sub> и БТ<sub>6-8</sub>) и мегионской

Таблица 1

**Основные начальные характеристики газоконденсатных залежей Ен-Яхинского, Уренгойского, Ямбургского и Заполярного НГКМ (насыщенных пластовых систем)**

Показатель	Месторождение									
	Ен-Яхинское, пласт	Уренгойское, объекты разработки				Ямбургское, объекты разработки		Заполярное, объекты разработки		
	БУ <sub>8(1-2)</sub>	ИБ	II	III	IV	I	II	БТ <sub>6-8</sub>	БТ <sub>10(1)</sub>	БТ <sub>11(1)</sub>
Глубина залегания, м	2914–3250	2196–2560	2162–2750	2620–2962	2700–3090	2640–2703	3028–3182	2770	3000	3140–3180
Начальное пластовое давление (среднее), МПа	28,30	22,96	25,56	27,20	28,60	26,72	32,40	27,37	29,44	30,17
Пластовая температура, °С	79,8	65,7	75,3	78	82,5	67	78	71	77	83
Коллектор	Терригенный									
Начальное содержание (C <sub>5</sub> H <sub>12+В</sub> ) на сухой газ, г/м <sup>3</sup>	290	82–90	130–182	158–246	До 292	128	109	178,5	151,4	212,7
Содержание углеводородов C <sub>2</sub> H <sub>6</sub> –C <sub>4</sub> H <sub>10</sub> , % мол.	8,9	7,15	8,92	8,39	11,5	7,8	8,3	9,3	8,5	8,45
Плотность стабильного конденсата (C <sub>5</sub> H <sub>12+В</sub> ), г/см <sup>3</sup>	0,7364	0,72	0,749–0,757	0,754–0,77	0,736–0,760	0,7465	0,7646	0,729	0,740	0,745

(БТ<sub>11(2)}</sub> и БТ<sub>11(3)}</sub> свит. Основные разведанные запасы газа и конденсата (около 90 %) сосредоточены в пластах БТ<sub>6-8</sub> (2650–2800 м) и БТ<sub>10(1)</sub> (2850–2920 м), которые являются базовыми для их добычи, а значительная часть запасов нефти (более 80 %) – в оторочках пластов БТ<sub>11(1)}</sub>.

В табл. 2 приведены основные характеристики массивных месторождений (в том числе с АВПД) – Вуктыльского, Карачаганакского, Оренбургского НГКМ – и пластовых месторождений (с АВПД) – Астраханского ГКМ, ачимовских залежей Уренгойского НГКМ.

Массивные залежи имеют толщину 500–1600 м. Для массивных залежей, а также для многопластовых месторождений с большим этажом газоносности, например валанжинские залежи Уренгойского НГКМ, характерно закономерное изменение  $P_{пл}$  и  $T_{пл}$  по глубине залежи, состава и свойств газовой и жидкой фаз.

Основная залежь **Вуктыльского НГКМ** [4] приурочена к органогенным известнякам, продуктивная толща по вертикали составляет около 800 м; она перекрыта 50–100-метровой крышкой. Открытая пористость коллекторов изменяется от 5–6 до 22–28 %, проницаемость колеблется от  $10^{-15}$ – $10^{-16}$  до  $(4-8) \cdot 10^{-12}$  м<sup>2</sup>. Залежь массивная, сводовая, тектонически-ограниченная. Глубина залегания резервуара – 2100–3300 м. Имеется нефтяная оторочка. Для начальных условий Вуктыльского

месторождения разница в пластовых давлениях между отметкой кровли и уровнем газодяного контакта (ГВК) составляла 5,0 МПа, а в пластовых температурах – 27 °С. Небольшое (около 20 %) увеличение содержания C<sub>5+</sub> при значительной мощности продуктивного горизонта (более 800 м) свидетельствует о том, что гравитационный фактор не является превалирующим при формировании залежи.

**Карачаганакское НГКМ** [4] расположено в Прикаспийской впадине в интервале глубин 5600–3600 м; связано с крупным массивом размерами 15 × 30 км, высота продуктивной толщи – 1600 м. В продуктивной части обособлено выделение девонской, каменноугольной и пермской систем. Коллекторские свойства пород недостаточно изучены. Средняя пористость коллекторов – 9 %, проницаемость –  $0,14 \cdot 10^{-12}$  м<sup>2</sup>. Пластовое давление в залежи меняется от 52,0 МПа у кровли (–3700 м) до 60,0 МПа у подошвы (–5200 м). Пластовая температура возрастает с глубиной от 343 (–3700 м) до 355 К (–5200 м). Залежь является классическим примером, когда влияние сил гравитации приводит к существенному изменению состава и свойств пластовой системы по толщине залежи. Наиболее выражена дифференциация по УВ (C<sub>5+</sub>). Концентрация группы УВ C<sub>5+В</sub> увеличивается с глубиной в три и более раз (см. табл. 2).

Таблица 2

**Основные начальные характеристики газоконденсатных залежей Вуктыльского, Карачаганакского, Оренбургского, Уренгойского (ачимовские залежи) НГКМ и Астраханского ГКМ**

Показатель	Месторождение				
	Вуктыльское	Карачаганакское	Оренбургское	Астраханское	Уренгойское (ачимовские залежи)
Глубина залегания, м	2094–3555	3730–5000	1400–1900	3870–4100	3570–3780
		5000–5200 (нефть)			
Пластовое давление (среднее), МПа	32,5–37,4	52,0–60	19,5–20,5	(61,2)	56,0–60,0
АВПД	–	1,2–1,4	1,13	1,5	1,55–1,60
Пластовая температура, °С	48–65	70–82	29–32	(110)	(105)
Коллектор	Карбонатный				Терригенный
Начальное содержание ( $C_5H_{12+B}$ ) на 1 м <sup>3</sup> сухого газа	308–395	350 – 1000 и более	73	120–280	167–423
Содержание углеводородов $C_2H_6$ – $C_4H_{10}$ , $H_2S$ , $CO_2$ , % мол.	12,31–15,2	8,0	7,44	3,8	9,5–15,5
	$H_2S$ – 0,0; $CO_2$ – 0,1	$H_2S$ – 3,2; $CO_2$ – 6,7	$H_2S$ – 2,33; $CO_2$ – 1,34	$H_2S$ – 25; $CO_2$ – 13	–
Плотность стабильного конденсата ( $C_5H_{12+B}$ ), г/см <sup>3</sup>	0,7435	0,760–0,800	0,705	0,795–0,825	0,770–0,790

**Астраханское ГКМ** [5] приурочено к центральной части Астраханского свода – крупной палеозойской структуре с размерами по изогипсе 4100 м 45 × 110 км. Продуктивные горизонты залежи с высоким содержанием сероводорода и углекислого газа приурочены к органогенным известнякам среднего карбона, коллекторы залегают на глубине 3850–4100 м. Среднее пластовое давление – 61,2 МПа, АВПД – 50 %, средняя температура – 383 К. Продуктивные горизонты представлены неравномерным чередованием проницаемых, пористых, слабопористых и плотных известняков, неравномерно трещиноватых и участками кавернозных, характеризуются очень низкими значениями проницаемости, которые на один-два порядка ниже, чем проницаемость карбонатных коллекторов других газоконденсатных месторождений. На месторождении наблюдается закономерное существенное изменение по площади залежи углеводо-

родов  $C_{5+B}$  сероводорода, углекислого газа и других компонентов, что связано с условиями формирования месторождения.

Основная залежь **Оренбургского НГКМ** [6] с размерами 120 × 28 км охватывает карбонатные отложения пермского и карбонового возраста толщиной свыше 500 м в интервале глубин 1400–1900 м, представленные известняками. Пористость изменяется от 6 до 24 %, а проницаемость находится в основном в пределах  $10^{-14}$ – $10^{-16}$  м<sup>2</sup>. Широко развита горизонтальная и вертикальная трещиноватость. В работе [6] приведены теоретические зависимости изменения содержания УВ  $C_{5+}$  в пластовом газе под действием гравитационных сил и остаточной нефтенасыщенности. Зависимость по разрезу получена по распределению Больцмана. В пределах абсолютных отметок –(1300–1750) м содержание УВ  $C_{5+}$  увеличивается на 10 г/м<sup>3</sup>, т.е. более чем на 15 %, тогда как с ростом связной нефти  $C_{5+}$

в паровой фазе уменьшаются на  $12 \text{ г/м}^3$ , т.е. более чем на 20 %. Существующая система разбуренности Оренбургского НГКМ, когда скважиной вскрывается не один эксплуатационный объект, а также имеющаяся информация по лабораторным исследованиям углеводородных смесей опорных скважин не позволили выявить каких-либо существенных признаков изменения состава и свойств пластовой системы по разрезу. При сопоставлении результатов исследований за предыдущий период разработки с начальным содержанием отдельных компонентов в пластовой смеси в разрезе выяснилось, что колебания содержания компонентов в добываемой продукции перекрывают их изменения по глубине залежи. При этом данные ВолгоУралНИПИгаза свидетельствуют, что по площади содержание неуглеводородных компонентов (сероводорода, азота, углекислого газа) и углеводородов  $\text{C}_2\text{--C}_4$  (этана, пропана, бутанов) в пластовой смеси месторождения колеблется в довольно значительных пределах.

**Ачимовские залежи Уренгойского НГКМ** залегают на глубине 3570–3780 м. Пластовые давления – 58–60 МПа, АВПД – 40–50 %, температура – 370–380 К. В разрезе ачимовской толщи выделяется до шести крупных линз ( $\text{Aч}_1\text{--Aч}_6$ ) единичной мощностью от 10 до 60–80 м. Линзы имеют меридиональное простирание. Основные разведанные запасы УВ сосредоточены в линзах-горизонтах  $\text{Aч}_{3,4}$  и  $\text{Aч}_5$ . Фоновая открытая пористость варьируется в диапазоне 11–17 %, проницаемость – как правило, менее 1 мД.

Результаты наиболее представительных газоконденсатных, физико-химических и *PVT*-исследований, проведенных НТЦ «Уренгой-газпром» и ВНИИГАЗом в 1995–2002 гг., свидетельствуют о незначительном начальном изменении фракционного и группового составов, плотности и молекулярной массы изученных углеводородов  $\text{C}_{5+\text{B}}$ . Содержание углеводородов  $\text{C}_{5+\text{B}}$  по площади изменяется от 167 до  $423 \text{ г/м}^3$ , при этом содержание  $\text{C}_{5+\text{B}}$   $\text{Aч}_5$  больше, чем в  $\text{Aч}_{3,4}$ . По мнению авторов, это связано с увеличением содержания в пластовом газе углеводородов  $\text{C}_2\text{--C}_4$ .

На рис. 1 приведен алгоритм получения и корректировки геологических, газодинамических и нефтегазоконденсатных характеристик нефтегазоконденсатных залежей в процессе разведки и разработки.

Алгоритм подразделяется на три основных блока:

- разведка месторождения;
- начало разработки месторождения;
- процесс активной разработки месторождения.

В процессе разведки нефтяного месторождения или отдельной залежи должны быть установлены тип залежи, условия залегания нефти и газа, положения контуров нефтегазоносности, геолого-физические и фильтрационные характеристики продуктивных пластов, компонентный состав и свойства флюидов, данные о гидродинамическом режиме месторождения (залежи). Для проектирования, анализа, контроля и регулирования разработки необходим точный прогноз газоконденсатной характеристики как на начальный период, так и на весь период разработки. Далее составляется проект подсчета запасов углеводородов, в котором приводятся обоснование физико-химических свойств пластовых флюидов и подсчет геологических запасов (по пластам, выделенным зонам и категориям). Анализ разработки месторождения позволяет оценить положенные в основу проектирования принципы разработки и эффективность реализуемой системы разработки.

На рис. 2 представлен алгоритм корректировки прогноза по реальной промысловой динамике извлечения углеводородов  $\text{C}_{5+}$  из залежи, включающий:

- прогнозирование фазового поведения газоконденсатных систем с помощью аналитических расчетов парожидкостного равновесия по уравнениям состояния и сравнение с экспериментальными исследованиями на установках *PVT*, а также оценки точности полученных результатов;
- реальную промысловую динамику извлечения УВ  $\text{C}_{5+}$  с возможными причинами отклонения.

Отличия в значениях прогнозных и фактических показателей свидетельствуют о необходимости их корректировки в процессе длительной эксплуатации газоконденсатных и нефтегазоконденсатных залежей и месторождений. Представленные алгоритмы позволяют давать надежный прогноз корректировки ГКХ, а также динамики извлечения углеводородов  $\text{C}_{5+}$  и других неуглеводородных компонентов из пласта при разработке нефтегазоконденсатных залежей.

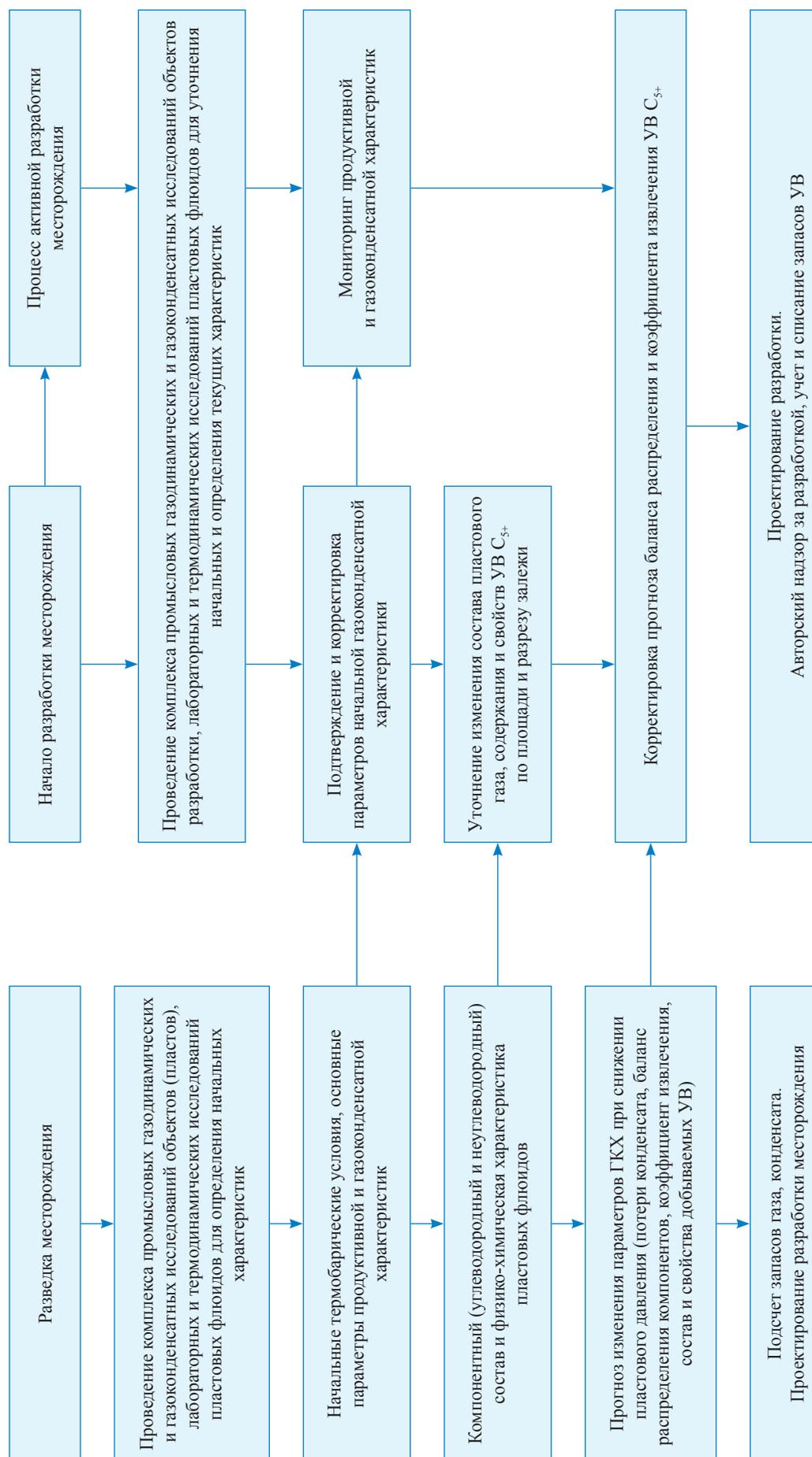


Рис. 1. Алгоритм получения и корректировки газоконденсатных характеристик нефтегазоконденсатных залежей

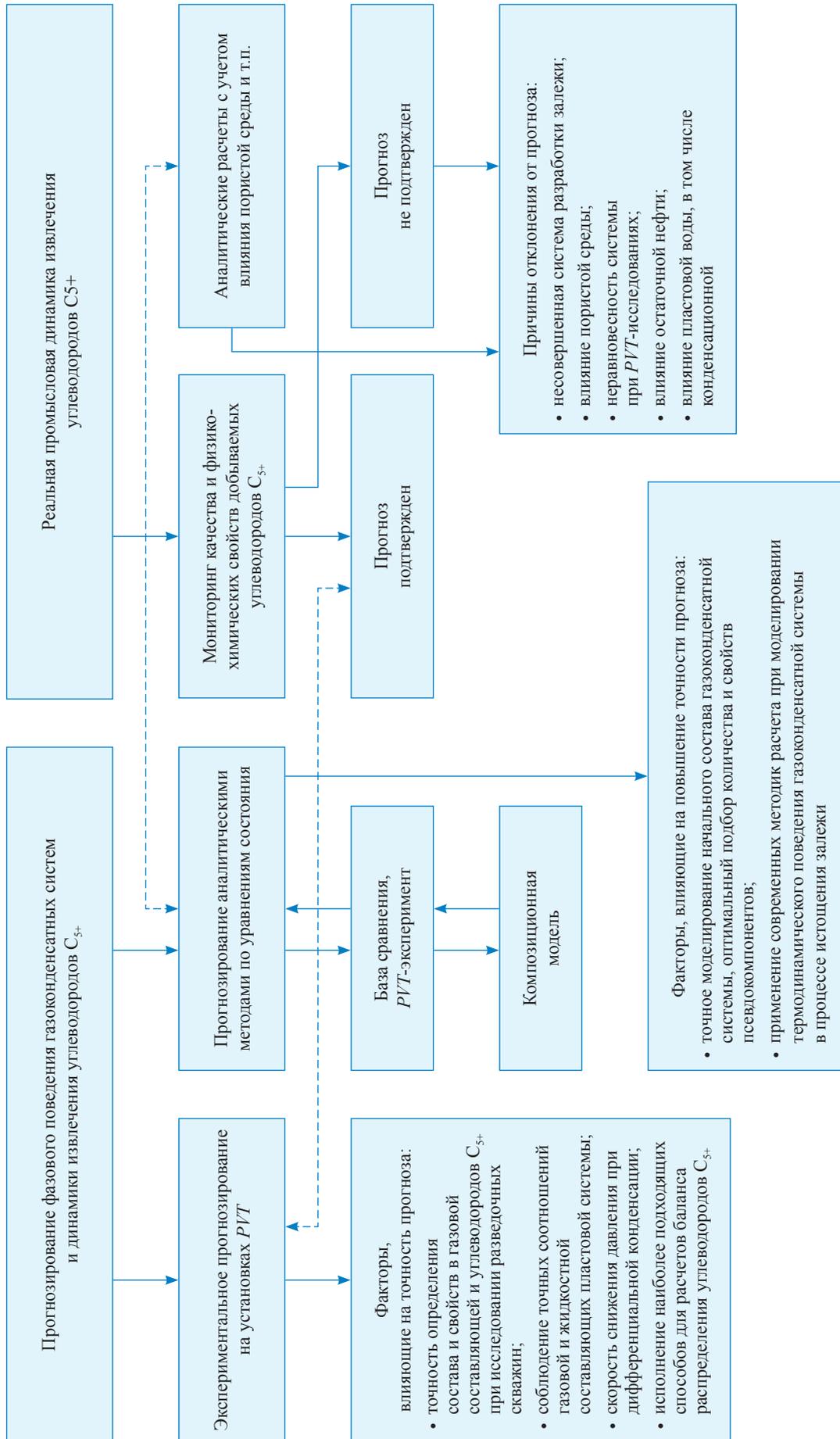


Рис. 2. Алгоритм корректировки прогноза по реальной промышленной динамике извлечения углеводородов  $C_{5+}$  из залежи

### Список литературы

1. Р Газпром 086-2010. Инструкция по комплексным исследованиям газовых и газоконденсатных скважин: в 2 ч. / разработ. ООО «Газпром ВНИИГАЗ» (С.Н. Бузинов, Ю.Н. Васильев и др.); утв. ОАО «Газпром» 05.08.2010 г., введ. 29.04.2011 г. – М.: Газпром ЭКСПО, 2011. – Ч. 1, 234 с. – Ч. 2, 319 с.
2. Правила безопасности Госгортехнадзора России ПБ 07-601-03. Правила охраны недр.
3. Гриценко А.И. Научные основы прогноза фазового поведения пластовых газоконденсатных систем / А.И. Гриценко, И.А. Гриценко, В.В. Юшкин и др. – М.: Недра, 1995. – 432 с.
4. Лапшин В.И. Формирование, состав и компонентоотдача пластовых флюидальных систем глубокозалегающих карбонатных залежей: обзор. инф. / В.И. Лапшин, В.А. Николаев, Д.В. Изюмченко и др. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2010. – 118 с.
5. Лапшин В.И. Термогазодинамические особенности формирования и извлечения пластовых флюидов на Астраханском месторождении: обз. инф. / В.И. Лапшин, Д.В. Изюмченко, В.А. Николаев и др. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2010. – 86 с.
6. Перепеличенко В.Ф. Разработка нефтегазоконденсатных месторождений Прикаспийской впадины / В.Ф. Перепеличенко, Ф.Р. Билалов, М.И. Еникеева и др. – М.: Недра, 1993. – 364 с.

### References

1. R Gazprom 086-2010. Instructions for integrated research on gas and gas condensate wells: 2 parts / developed Gazprom VNIIGAZ LLC (S.N. Buzinov, Yu.N. Vasiliev et al.); approved by Gazprom JSC 05.08.2010; enter 29.04.2011. – М.: Gazprom Expo, 2011. – P. 1, 234 p. – P. 2, 319 p.
2. Safety rules of the Russia's state committee for supervision of safe working practices in industry and for mine supervision PB 07-601-03. Subsurface protection rules.
3. Gritsenko A.I. Scientific bases of forecast of the stratal gas-condensate system phase behaviour / A.I. Gritsenko, I.A. Gritsenko, V.V. Yushkin, et al. – Moscow: Nedra, 1995. – 432 p.
4. Lapshin V.I. Formation, composition and component recovery of stratal fluid systems of deep carbonate deposits: information review / V.I. Lapshin, V.A. Nikolayev, D.V. Izyumchenko et al. – Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2010. – 118 p.
5. Lapshin V.I. Thermal gas dynamic peculiar features of stratal fluid formation and recovery at the Astrakhan field: information review / V.I. Lapshin, D.V. Izyumchenko, V.A. Nikolayev et al. – Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2010. – 86 p.
6. Perepelichenko V.F. Oil/gas/condensate field development in the Caspian depression / V.F. Perepelichenko, F.R. Bilalov, M.I. Yenikeeva et al. – Moscow: Nedra, 1993. – 364 p.