

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 БУ₈₍₁₋₂₎; Заполярное месторождение, залежь БТ₆₋₈ 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 – БУ₈₋₉, БУ₁₀², БУ₁₂¹. Основные запасы сосредоточены в пласте БУ₈₋₉, 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: БУ₆₋₁, БУ₃₋₂, БУ₁₋₄₋₃, БУ₅₋₁, БУ₅₋₃ (2600–2750 м). Ко второму эксплуатационному объекту отнесены залежи пластов БУ₆₋₁, БУ₆₋₂, БУ₆₋₃, БУ₇, БУ₈₋₀, БУ₈₋₁₋₂, БУ₈₋₃, БУ₉₋₁, БУ₉₋₂, БУ₉₋₃ (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 БТ₁₀₍₁₎ и БТ₆₋₈) 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 ₈₍₁₋₂₎	ИБ	II	III	IV	I	II	БТ ₆₋₈	БТ ₁₀₍₁₎	БТ ₁₁₍₁₎
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 ₅ H _{12+В}) на сухой газ, г/м ³	290	82–90	130–182	158–246	До 292	128	109	178,5	151,4	212,7
Содержание углеводородов C ₂ H ₆ –C ₄ H ₁₀ , % 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 ₅ H _{12+В}), г/см ³	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_{11(2)}} и БТ_{11(3)}} свит. Основные разведанные запасы газа и конденсата (около 90 %) сосредоточены в пластах БТ₆₋₈ (2650–2800 м) и БТ₁₀₍₁₎ (2850–2920 м), которые являются базовыми для их добычи, а значительная часть запасов нефти (более 80 %) – в оторочках пластов БТ_{11(1)}}.

В табл. 2 приведены основные характеристики массивных месторождений (в том числе с АВПД) – Вуктыльского, Карачаганакского, Оренбургского НГКМ – и пластовых месторождений (с АВПД) – Астраханского ГМК, 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 $(4–8) \cdot 10^{-12}$ м². 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 газодляного контакта (ГВК) составляла 5,0 МПа, а в пластовых температурах – 27 °С. Небольшое (около 20 %) увеличение содержания C₅₊ при значительной мощности продуктивного горизонта (более 800 м) свидетельствует о том, что гравитационный фактор не является преобладающим 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 – $0,14 \cdot 10^{-12}$ м². 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 (C₅₊). Концентрация группы УВ C_{5+В} 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 ³ 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 ³	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} м². 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/м³, т.е. более чем на 15 %, тогда как с ростом связной нефти C_{5+}

в паровой фазе уменьшаются на 12 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 C_2-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 ($Aч_1-Aч_6$) единичной мощностью от 10 до 60–80 м. Линзы имеют меридиональное простирание. Основные разведанные запасы УВ сосредоточены в линзах-горизонтах $Aч_{3,4}$ и $Aч_5$. 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 C_{5+B} . Содержание углеводородов C_{5+B} по площади изменяется от 167 до 423 г/м^3 , при этом содержание C_{5+B} $Aч_5$ больше, чем в $Aч_{3,4}$. По мнению авторов, это связано с увеличением содержания в пластовом газе углеводородов C_2-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 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 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 C_{5+} и других неуглеводородных компонентов из пласта при разработке нефтегазоконденсатных залежей.

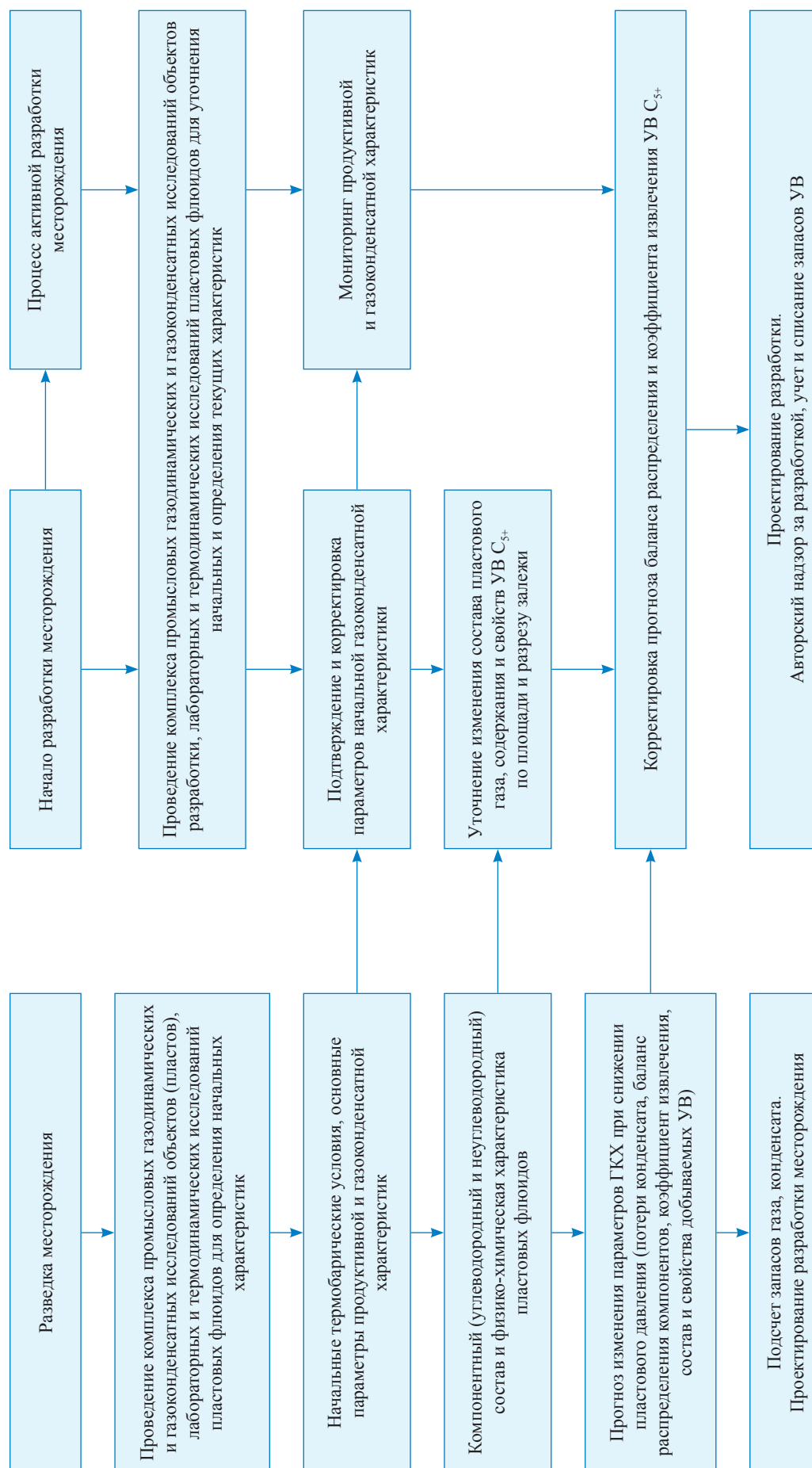


Рис. 1. Алгоритм получения и корректировки газоконденсатных характеристик нефтегазоконденсатных залежей

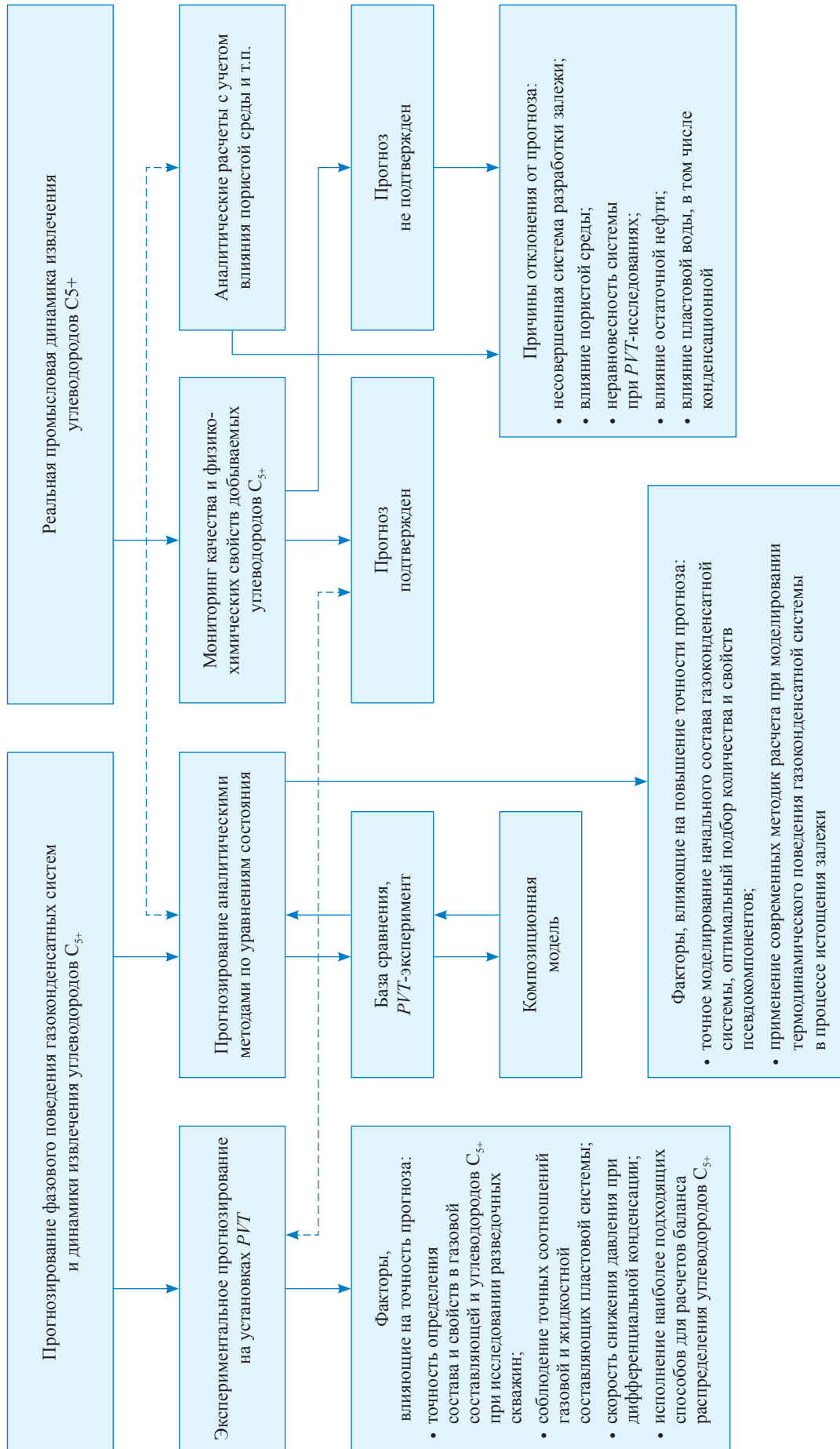


Рис. 2. Алгоритм корректировки прогноза по реальной промышленной динамике извлечения углеводородов C_{5+} из залежи

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.