

УДК 551.49:553.98

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

Особенности состава, свойств и фазовых характеристик пластовых смесей глубокозалегающих залежей нефтегазоконденсатных месторождений ПАО «Газпром»

Ключевые слова:

аномально высокое пластовое давление, давление, залежь, конденсатоотдача, конденсат, коэффициент извлечения конденсата, недонасыщенность, фазовая диаграмма, эксперимент.

Keywords:

abnormally high formation pressure, pressure, reservoir, condensate recovery, condensate, condensate recovery factor, unsaturation, phase diagram, experiment.

Определение газоконденсатных характеристик пластовых систем глубокозалегающих залежей (особенно со сложным составом пластового газа) сопряжено со значительными трудностями: большой глубиной, аномально высоким пластовым давлением (АВПД), высоким содержанием C_{5+} , возможным содержанием агрессивных компонентов H_2S , CO_2 .

На примере глубокозалегающих залежей Астраханского, ачимовских залежей Уренгойского и юрских отложений Песцового месторождений в статье отражены порядок проведения газоконденсатных исследований, результаты определения состава пластового газа, физико-химических характеристик конденсата и термодинамических характеристик пластовых смесей.

Астраханское газоконденсатное месторождение (ГКМ) открыто в 1976 г., введено в эксплуатацию в 1986 г., является уникальным по запасам, составу и термобарическим условиям залегания пластовых флюидов [1]. Продуктивные горизонты башкирских органогенных известняков среднего карбона образуют ряд залежей с высоким содержанием кислых компонентов. Глубина залегания – 3800–4100 м, пластовое давление – 61 МПа, пластовая температура – 383 К.

При проведении начальных газоконденсатных исследований использовались зарубежные передвижные сепарационные установки Porta-Test в антикоррозионном исполнении [1]. Были изучены газоконденсатные характеристики скв. 32, 40, 58, 73, 42, 43, 45 при различных депрессиях на пласт (от 9,0 до 52,0 МПа). Давление и температура сепарации, при которых проводили отбор проб газа и конденсата, изменялись от 3,36 до 7,62 МПа и от 301 до 315 К.

Результаты газоконденсатных исследований скважин Астраханского ГКМ указывают на существенные изменения состава и свойств пластовой смеси по площади [1]. Эти изменения наиболее показательны для преобладающих в пластовой смеси сероводорода, углекислого газа, метана и C_{5+} . Максимальное содержание сероводорода (25–30 % мол.) и углекислого газа (18–20 % мол.) отмечается в скв. 8, 26, 55, 58, 73; на скв. 16, 32, 42 содержание сероводорода составляет 22–23 % мол., углекислого газа – 10 % мол., снижаясь к скв. 40, соответственно, до 16,5 и 8 % мол. Между содержанием сероводорода и углекислого газа в пластовых смесях скважин наблюдается определенное соотношение, которое в среднем составляет 1,7–1,8.

Содержание метана в пластовой смеси распределяется следующим образом: в центральной и западной частях месторождения (скв. 8, 26, 58, 72, 73) оно составляет 40–50 % мол. и увеличивается в восточной части (скв. 4-И, 16, 32, 40, 42) до 55–65 % мол. Изучение распределения конденсатогазового фактора (КГФ) показало, что в центральной части залежи (скв. 8, 58, 73) его значение составляет 300–350 $см^3/м^3$ стабильного конденсата, западнее и восточнее (скв. 5, 16, 32) происходит снижение КГФ до 270–240 $см^3/м^3$, еще значительно он снижается к периферийной части залежи (скв. 40, 72) – до 176–120 $см^3/м^3$. Изменение по площади потенциального содержания C_{5+} в пластовой смеси Астраханского ГКМ колеблется в пределах от 220 до 280 $г/м^3$ газа сепарации в центральной части месторождения и резко снижается к периферии (скв. 40, 72), где составляет 120–150 $г/м^3$.

Конденсаты, извлекаемые из пластового газа Астраханского ГКМ, тяжелые, плотность фракции C_{5+} – на уровне 0,799–0,825 г/см³, молекулярная масса – 139–156. Результаты фракционной разгонки конденсатов различной плотности показывают, что конец кипения жидких углеводородов (УВ) находится в диапазоне 596–633 К, более тяжелому конденсату соответствует бóльший остаток при температуре отгона 633 К. Наблюдаемая на Астраханском ГКМ дифференциация конденсатов по плотности и другим свойствам связана как с геологическими особенностями зоны отбора, так и с технологическими условиями испытаний и эксплуатации скважин. Важнейшим показателем разработки газоконденсатного месторождения является изменение компонентного состава в процессе добычи пластового газа (рис. 1).

Существенная недонасыщенность пластовой системы определяет незначительное изменение состава добываемой продукции в процессе разработки Астраханского ГКМ. Это связано с тем, что давление в дренируемых зонах эксплуатационных скважин в основном поддерживается на уровне и выше давления начала конденсации.

Процессы, происходящие в дренируемых зонах скважин с низкими давлениями на УППГ-1 и УППГ-2 Астраханского ГКМ, существенно не изменяют характеристики добываемой пластовой смеси.

Согласно результатам исследований [2], проведенных на установках *PVT* [3], давление начала конденсации уменьшается при увеличе-

нии содержания кислых компонентов. Так, при отсутствии сероводорода и углекислого газа в газоконденсатных системах с незначительным содержанием C_2 , C_3 , C_4 и содержанием конденсата около 260–270 г/м³ газа сепарации (плотностью 0,800 г/см³) давление начала конденсации находится в интервале 56–58 МПа. При добавлении в систему смеси сероводорода и углекислого газа (35–40 % мол.) снижение давления начала конденсации достигает 16–18 МПа, о чем свидетельствуют изотермы дифференциальной конденсации пластовых газов, полученные на установках *Magra PVT*, *Ruska PVT* [3] Астраханского ГКМ и приведенные на рис. 2. Давление начала конденсации изменяется от 39 до 43 МПа. Максимальная конденсация наблюдается на давлении 12–17 МПа. Составы пластового газа скв. 42, 43, 73, 402, 721, 68 Астраханского ГКМ приведены в табл. 1.

На рис. 3 приведена фазовая диаграмма газоконденсатных смесей (ГКС) Астраханского ГКМ с различным содержанием C_{5+} [4], которая показывает, что системы, аналогичные по составу пластовой системе Астраханского ГКМ при термобарических условиях, характерных для газоконденсатных пластов, ведут себя как ретроградная газоконденсатная смесь. Переход в жидкостное состояние систем, подобных Астраханской, при пластовых температурах 383 К наступает при содержании C_{5+} , превышающем 800 г/м³, что значительно выше содержания конденсата, полученного при исследовании пластовой системы Астраханского ГКМ.

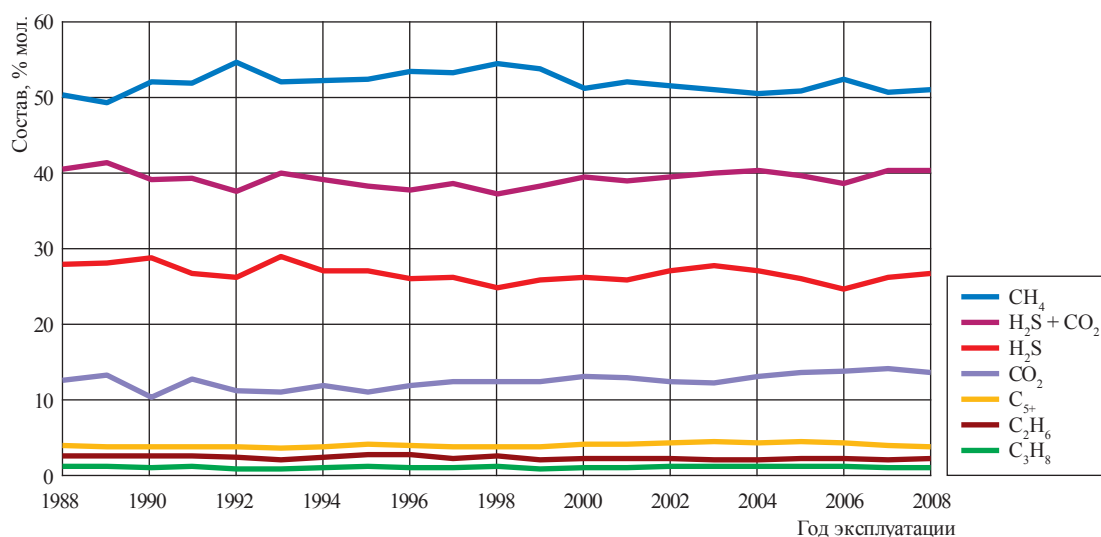


Рис. 1. Динамика изменения состава пластовой смеси Астраханского ГКМ

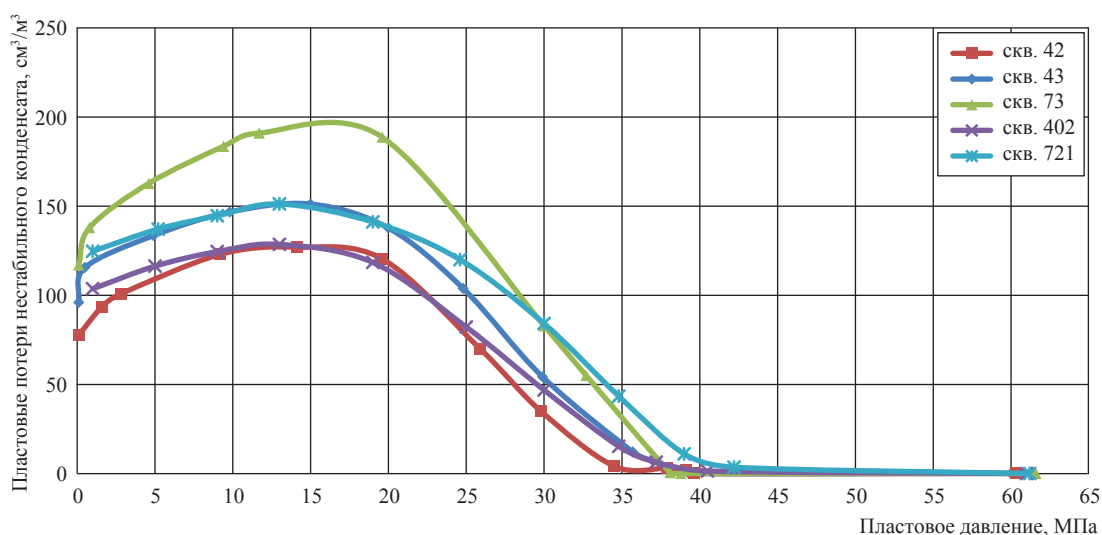


Рис. 2. Изотермы дифференциальной конденсации пластовых систем Астраханского ГКМ: начальное пластовое давление – 61 МПа; температура – 383 К

Таблица 1

Характеристика пластовых систем скважин Астраханского месторождения

Компонент	Состав пластовых систем, % мол.					
	№ скважины					
	42	43	68	73	402	721
CH ₄	54,24	55,48	55,63	47,30	53,37	55,93
C ₂ H ₆	2,80	1,99	2,10	1,39	2,63	2,27
C ₃ H ₈	1,89	0,94	0,74	0,81	0,91	0,97
C ₄ H ₁₀	1,05	0,17	0,52	0,71	1,11	0,79
C ₅₊ в	3,53	3,95	3,70	4,73	4,05	4,19
H ₂ S	23,64	21,45	22,83	27,42	23,65	23,50
N ₂	1,15	0,42	0,38	0,49	0,30	0,04
CO ₂	12,10	15,61	14,10	17,15	14,33	12,39
Сумма	100	100	100	100	100	100
Плотность (C ₅₊), г/см ³	0,805	0,812	0,825	0,816	0,811	0,806
Содержание УВ C ₅₊ на 1 м ³ газа сепарации, г/м ³	221	237,3	254,0	320,0	264,1	270,2
Коэффициент извлечения конденсата (КИК)	0,690	0,680	0,620	0,635	0,655	0,666

Одним из авторов статьи изучалось влияние содержания в пластовом газе Астраханского ГКМ конденсата (УВ C₅₊) и его свойств на конденсатоотдачу [1]. Рекомбинированные пробы составлялись из газов сепарации и нестабильных конденсатов, отобранных из скв. 8, 42, 43, 68, 72, 73. При выборе скважин для исследований учитывали изменение содержания УВ C₅₊ в пластовом газе по площади месторождения. Полученные результаты (рис. 4а) свидетельствуют, что КИК на Астраханском ГКМ при полном истощении может достигать 0,72. Конденсатоотдача достаточно тесно коррелируется с плотностью конденсата. Ее увеличение сопровождается увеличением давления начала конденсации и,

соответственно, снижением коэффициента извлечения конденсата (рис. 4б).

Увеличение конденсатосодержания приводит к снижению конденсатоотдачи. Явной связи между КИК и содержанием в пластовой смеси кислых компонентов в интервале изменения содержания H₂S + CO₂ от 36 до 51 % не установлено. Следует отметить, что более широкий диапазон изменения содержания H₂S и CO₂ (особенно H₂S) несомненно существенно повлияет на коэффициент извлечения конденсата, учитывая его влияние на величину давления начала конденсации.

Баланс распределения конденсата (C₅₊) при снижении пластового давления, полученный при исследовании на Астраханском ГКМ

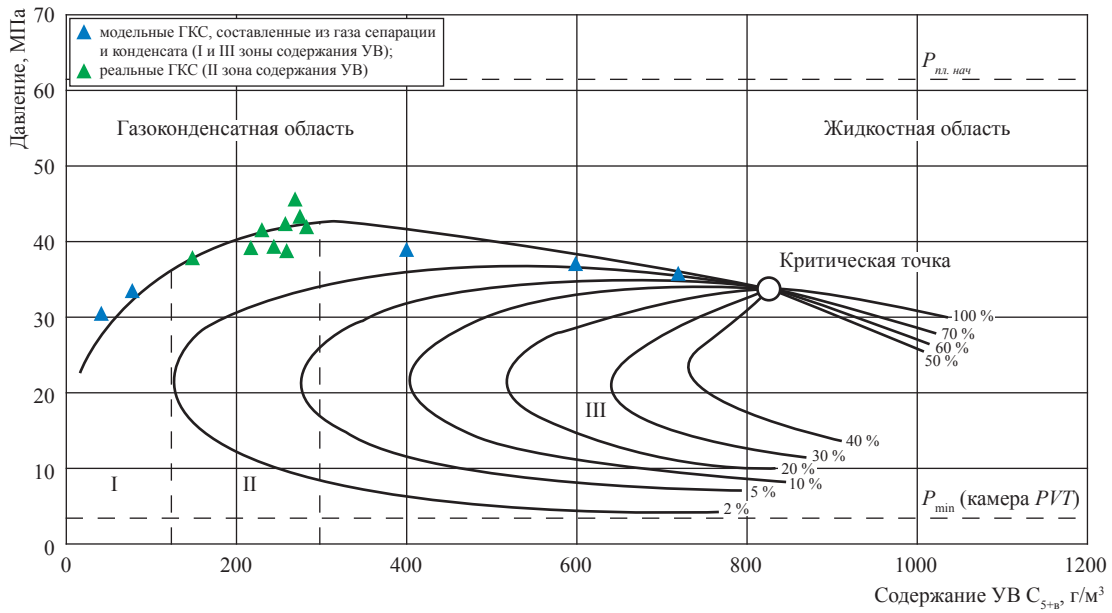


Рис. 3. Фазовая диаграмма газоконденсатных смесей Астраханского ГКМ с различным содержанием C₅₊: плотность – 0,825 г/м³; температура – 383 К; P_{пл. нач} – начальное пластовое давление; P_{мин} – минимальное давление

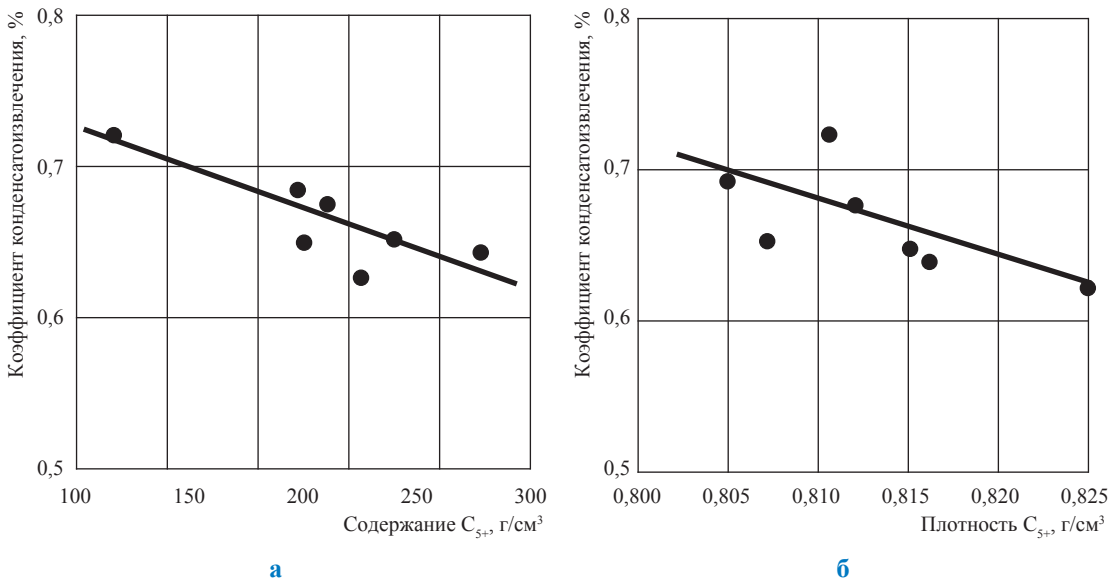


Рис. 4. Зависимость коэффициента извлечения конденсата пластовых систем Астраханского ГКМ: а – от содержания H₂S + CO₂; б – от плотности конденсата

пластового газа усредненного состава (плотность C₅₊ – 0,805 г/см³), приведен на рис. 5. Существенное снижение углеводородов C₅₊ в пластовом газе наблюдается при снижении пластового давления ниже 35 МПа.

Ачимовская песчано-глинистая толща Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения (НГКМ) выделяется в низах мела

(сортымской свиты). Проницаемые ачимовские отложения представлены пачками переслаивающихся песчано-алевритовых пластов, разделенных аргиллитами. В Уренгойском районе в объеме ачимовской толщи выделено шесть песчано-алевритовых горизонтов-макролинз (Ач₁, Ач₂, Ач₃₋₄, Ач₅, Ач₆), характеризующихся значительной геологической неоднородностью

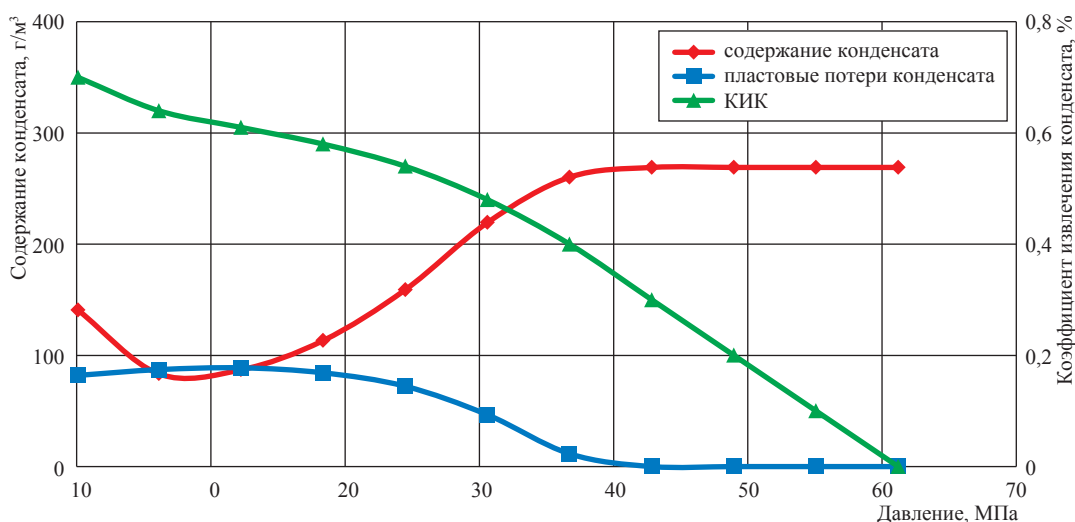


Рис. 5. Баланс распределения конденсата в процессе разработки залежей Астраханского ГКМ

как по разрезу, так и по площади. Песчаники и алевролиты ачимовской толщи характеризуются низкими коллекторскими свойствами. Наиболее изученными являются пласты Ач_{3,4}, Ач₅: глубины залегания – 3600–3800 м, пластовые давления составляют 57–63 МПа, температуры – 100–110 °С. Залежи по типу тектонически и литологически экранированные. Основные запасы пласта Ач_{3,4} сосредоточены в южной и северной залежах. По пласту Ач₅ выделяют три крупные залежи – северную, юго-восточную и юго-западную.

Газодинамические исследования скважин проводились методом непрерывного отбора промышленного газа. Давление сепарации по залежи Ач_{3,4} менялось от 4,2 до 6,1 МПа, температура – от 18 до (–17) °С при дебитах газа 41–525 тыс. м³/сут. Скорость потока у башмака насосно-компрессорных труб (НКТ) – от 0,91 до 6,6 м/с. По залежи Ач₅ при давлениях и температурах сепарации в диапазонах 2,1–6,1 МПа и 6–(–16) °С дебиты газа составляют 13,3–282,5 тыс. м³/сут. Скорость у башмака НКТ – от 0,1 до 3,9 м/с.

Лабораторные и *PVT*-исследования пластовых смесей ачимовских залежей проводились в ООО «Газпром ВНИИГАЗ» под руководством д.т.н. Т.Д. Островской. Характерным для состава пластовой смеси (табл. 2) является высокое содержание промежуточных углеводородов (C₂–C₄) – 8–15 % мол.

По фракционному составу конденсаты тяжелые, конец кипения жидких углеводородов –

более 360 °С, плотность фракции C₅₊ – на уровне 0,78 г/см³. Протяженность ряда нормальных алканов – до C₄₀. В групповом углеводородном составе на фракцию (НК-400 °С) содержание ароматических УВ сравнительно высокое – 10–17,9 % масс., нафтеновых – 40–60 % масс., метановых – 45,2 % масс.

На установках *PVT* [3] проведены эксперименты по контактной и дифференциальной конденсации пластовых систем залежей Ач_{3,4}, Ач_{3,4-5}, Ач₅, на пробах, отобранных из скв. 774 (Ач_{3,4-5}), 716 (Ач_{3,4}), 705 (Ач_{3,4-5}), 778 (Ач_{3,4}), 727 (Ач_{3,4}), 440 (Ач₅), 732 (Ач_{3,4}). Потенциальное содержание конденсата находится в пределах 169–447 г/м³ на газ сепарации. Изотермы дифференциальной конденсации пластовых систем этих скважин представлены на рис. 6.

При исследовании фазового состояния пластовых систем ачимовских залежей в начальных пластовых условиях установлено, что углеводороды C_{5+в} находятся в газообразном состоянии. Давление начала конденсации ниже начального пластового давления на 15–26 %. Значение давлений максимальной конденсации колеблется от 11,8–19,6 МПа. Фазовая диаграмма ГКС ачимовских залежей (Ач_{3,4, 5}) Уренгойского НГКМ с различным содержанием C₅₊ приведена на рис. 7. В отличие от диаграммы ГКС Астраханского ГКМ критическая точка будет фиксироваться при содержании C₅₊ выше 1000 г/м³, до достижения этого значения смесь находится в однофазном газообразном состоянии.

Таблица 2

Характеристика пластовых систем скважин Уренгойского НГКМ

Компонент	Состав пластовых систем, % мол.						
	№ скважины						
	774	716	705	778	727	440	732
CH ₄	82,7	86,37	77,06	83,44	78,92	82,94	83,5
C ₂ H ₆	6,76	6,07	7,64	7,16	7,68	6,9	7,68
C ₃ H ₈	2,99	2,25	4,67	2,8	4,64	2,76	2,55
iC ₄ H ₁₀	0,74	0,56	1,21	0,7	1,17	0,78	0,67
nC ₄ H ₁₀	0,73	0,61	1,48	0,79	1,36	0,89	0,71
C ₅ H _{12+в}	5,61	2,89	6,93	4,13	5,2	4,87	4,05
N ₂	0,16	0,25	0,27	0,17	0,26	0,39	0,16
CO ₂	0,31	1	0,74	0,81	0,77	0,47	0,68
Сумма	100	100	100	100	100	100	100
Плотность (C ₅₊), г/см ³	0,785	0,788	0,780	0,788	0,786	0,779	0,779
Содержание УВ C ₅₊ на 1 м ³ газа сепарации, г/м ³	338	169	447	248	325	288	228
КИК	0,57	0,7	0,52	0,63	0,58	0,48	0,62

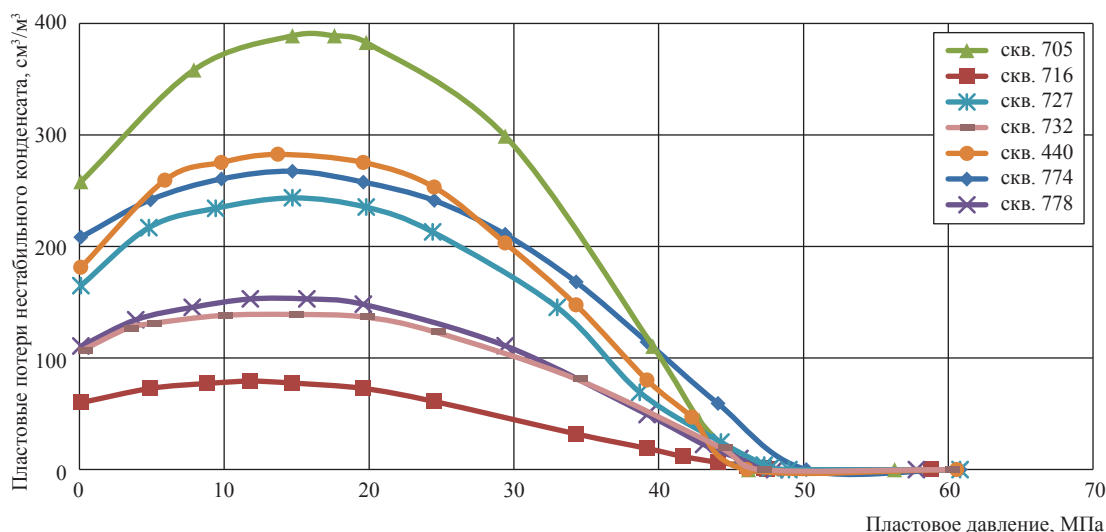


Рис. 6. Изотермы дифференциальной конденсации пластовых смесей ачимовских залежей Уренгойского НГКМ

Экспериментальное определение величины извлечения конденсата из недр по исследованным скважинам показало, что величины последних находятся в пределах 0,52–0,7.

На величину извлечения конденсата из недр оказывают следующие факторы: потенциальное содержание конденсата в пластовом газе, его состав, термобарические условия нахождения залежей, степень насыщенности пластовой системы УВ C₅₊, обогащенность промежуточными УВ газовой фазы.

Повышенные термобарические условия нахождения залежей, обогащенность промежуточными УВ газовой фазы, недонасыщенность УВ C₅₊ на начало разработки способствуют извлечению конденсата из недр, а протяженный

фракционный состав, повышенное содержание нафтеновых углеводородов, наоборот, ухудшают растворимость C₅₊ в пластовом газе, тем самым снижая конденсатоотдачу.

Зависимость величины коэффициента извлечения конденсата из недр от потенциального содержания конденсата в пластовом газе представлена на рис. 8. Кривая, соответствующая данным залежей Астраханского ГКМ, характеризует фазовое поведение УГС с содержанием сероводорода 25–27 % мол., диоксида углерода – 12–13 % мол. и высокой плотностью конденсата – 0,800–0,8070 г/см³. Кривая, соответствующая данным ачимовских залежей Уренгойского НГКМ, получена на основе экспериментальных данных.

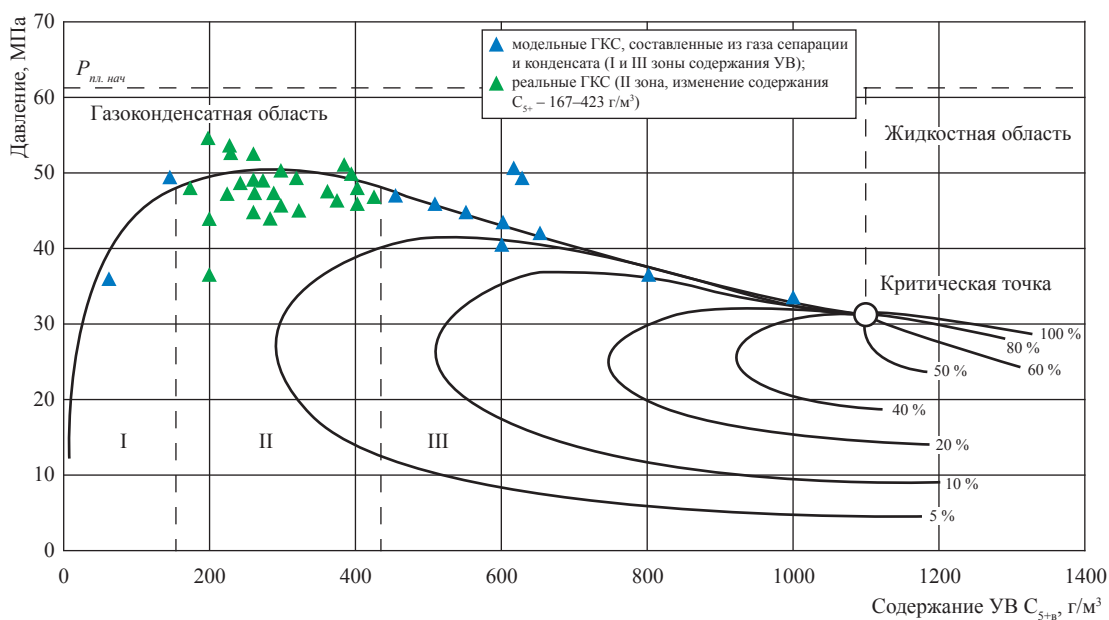


Рис. 7. Фазовая диаграмма ГКС ачимовских залежей (Ач_{3,4,5}) Уренгойского НГКМ с различным содержанием C_{5+} ; пластовая температура – 383 К.

Состав пластового газа (при содержании $C_{5+} = 309$ г/м³ сухого газа):

$C_1 - 82,7$; $C_2 - 6,76$; $C_3 - 3,99$; $C_4 - 1,47$; $C_{5+} - 5,61$ % мол.

График рис. 8 наглядно отражает тенденцию уменьшения извлечения конденсата с ростом содержания УВ C_{5+} в газе. Также, основываясь на данных рис. 4 и 7, можно проследить зависимость давления начала конденсации от содержания УВ C_{5+} в различных пластовых системах при высоких значениях пластовой температуры (383 К). На рис. 8 для систем, характеризующихся кривой залежей Астраханского ГКМ, максимальные значения давлений однофазного состояния (39–44 МПа) находятся в зоне содержания УВ C_{5+} 230–280 г/м³; для систем, характеризующихся кривой ачимовских залежей Уренгойского НГКМ, максимальные значения давлений однофазного состояния (48–51 МПа) – при содержании C_{5+} 320–400 г/м³. Таким образом, увеличение C_{5+} в смеси до 250–500 г/м³ приводит к росту давления начала конденсации, при дальнейшем росте содержания C_{5+} наблюдается снижение давления. Данная закономерность является универсальной и во многом определяет фазовое поведение многокомпонентных углеводородных систем. Немонотонная закономерность давления начала конденсации от содержания C_{5+} была объяснена позициями молекулярно-кинетической теории [2].

Баланс распределения конденсата в процессе разработки ачимовских залежей Уренгой-

ского НГКМ (пласт Ач_{3,4}) при снижении пластового давления приведен на рис. 9. Снижение содержания конденсата в пластовом газе при разработке ачимовских залежей будет наблюдаться

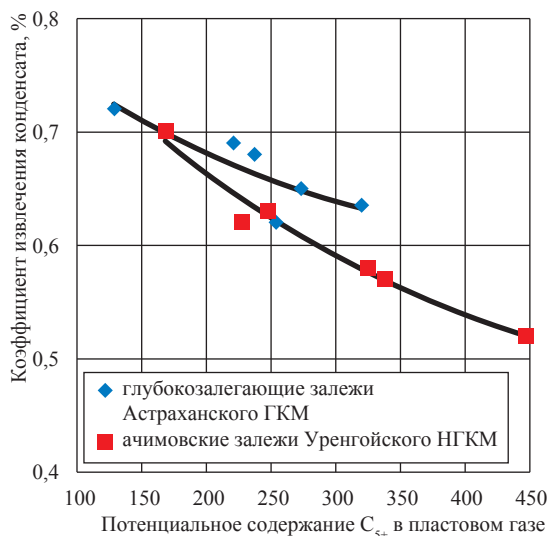


Рис. 8. Зависимость величины КИК от потенциального содержания C_{5+} в пластовом газе ачимовских залежей Уренгойского НГКМ и глубокозалегающих залежей Астраханского ГКМ

при более высоком, чем на Астраханском ГКМ, пластовом давлении (48–50 МПа).

На **Песцовом НГКМ** выявлены продуктивные залежи углеводородов от юрских отложений до сеномана. Проведены газоконденсатные исследования юрских залежей Ю₃ (интервал перфорации – 3931–3937 м) и Ю₂⁰ (интервал перфорации – 3884–3890 м) в разведочной скв. 210. Исследования проводились при работе скважины на штуцере диаметром 6,2 (Ю₃) и 5,8 мм (Ю₂⁰).

Характерной особенностью юрских отложений на Песцовом НГКМ является уникально высокое пластовое давление с коэффициентом аномальности около 2,0, что существенно выше значений АВПД в залежах Астраханского ГКМ и ачимовских залежах Уренгойского НГКМ. Замеренное значение пластового давления на глубине 3910 м (пласт Ю₃) составило 75,36 МПа, пластовая температура – 112 °С. Пластовое давление на глубине 3850 м (пласт Ю₂⁰) – 75,36 МПа, пластовая температура – 110 °С.

Для проведения газоконденсатных исследований скв. 210 переключалась в работу через сепаратор, давление задавалось с помощью диафрагмы, установленной на диафрагменном измерителе критического течения. Во время исследований из сепаратора были отобраны пробы газа сепарации, стабильного и нестабильного конденсата.

Результаты определения составов газа пластов Ю₃ и Ю₂⁰ показали их практическую идентичность: содержание метана – 74,98

и 74,49 % мол., УВ C_{5+в} – 7,06 и 6,99 % мол., азота – 0,25–0,27 % мол., диоксида углерода – 0,95 и 0,99 % мол. Характерной особенностью составов газа пластов Ю₃ и Ю₂⁰ является повышенное содержание этана (8,89 и 5,13 % мол.) и пропана (8,89 и 5,45 % мол.).

Потенциальное содержание УВ C₅₊ в газе пласта Ю₂⁰ составляет: сухого газа – 426 г/м³ на 1 м³; пластового – 396 г/м³ на 1 м³; газа сепарации – 457 г/м³ на 1 м³.

Конденсаты по фракционному составу тяжелые, конец кипения жидких углеводородов – более 360 °С, плотность фракции C₅₊ – на уровне 0,78 г/см³. Протяженность ряда нормальных алканов – до C₄₀₋₄₁. Количество нормальных и изопреноидных алканов в исследуемых образцах очень близко – 29,48–29,85 и 1,69–1,67 % отн.; легкие ароматические УВ (бензол, толуол, этилбензол и др.) находятся в пределах 7,2–7,13 % отн.; легкие нафтяные УВ составляют 13,3–12,76 % отн.

Проведенные исследования позволяют говорить о принадлежности исследуемых флюидов пластов Ю₃ и Ю₂⁰ к общему резервуару в связи со схожестью их физико-химических характеристик.

Изотермы дифференциальной конденсации пластовых смесей, составленных из газа сепарации скв. 210 пластов Ю₃ и Ю₂⁰, показывают, что давление начала конденсации пластовых газов юрских отложений Песцового НГКМ составляет 45–47 МПа (рис. 10). Следовательно, насыщенность пластовых газов также будет аномально высокой – около 30 МПа (при значениях

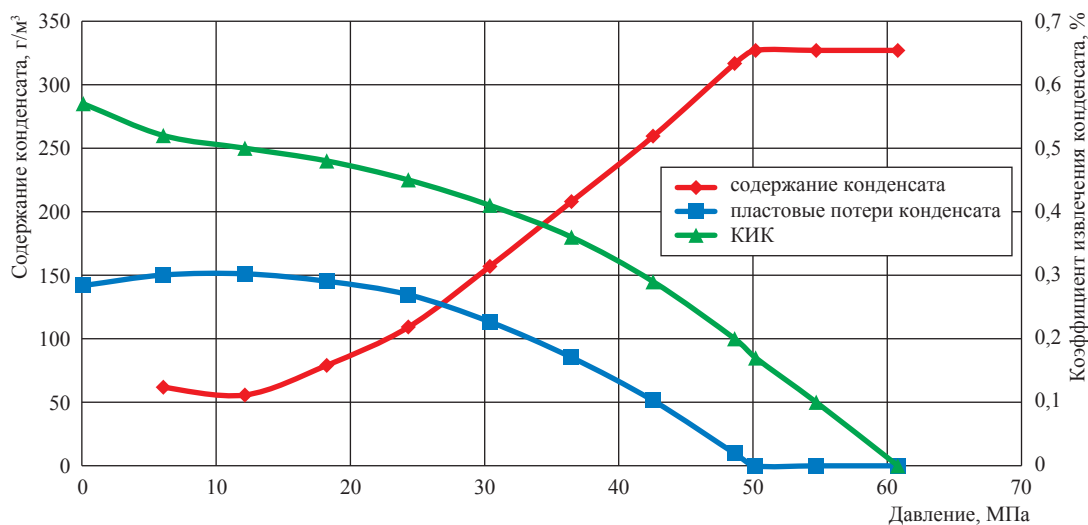


Рис. 9. Баланс распределения конденсата в процессе разработки ачимовских залежей Уренгойского НГКМ (скв. 774, Ач_{3,4})

недонасыщенности 20 и 12–15 МПа на залежах Астраханского ГКМ и ачимовских залежах Уренгойского НГКМ). Высокая недонасыщенность пластовых газов юрских отложений Песцового НГКМ при начальном пластовом давлении около 75 МПа обуславливает высокий КИК – 0,67–0,7 (при содержании УВ C_{5+} 450 г/м³ и давлении начала конденсации 23 МПа), что существенно выше (0,53), чем у пластовых газов ачимовских залежей с аномальным составом пластового газа и содержанием C_{5+} (см. рис. 8).

Проведенный анализ изменения состава, свойств и особенностей фазовых характеристик пластовых смесей глубокозалегающих залежей Астраханского ГКМ, ачимовских залежей Уренгойского НГКМ, юрских отложений

Песцового НГКМ показал, что на величину извлечения конденсата из недр оказывают влияние факторы, представленные в табл. 3.

В результате проведения комплексных исследований (промысловых, лабораторных и *PVT*) установлено, что насыщенность и КИК (при давлении 0,1 МПа) зависят:

- от потенциального содержания конденсата в пластовом газе;
- термобарических условий нахождения залежей;
- степени насыщенности пластовой системы углеводородами C_{5+} ;
- обогащенности промежуточными углеводородами газовой фазы;
- содержания H_2S и CO_2 в пластовом газе.

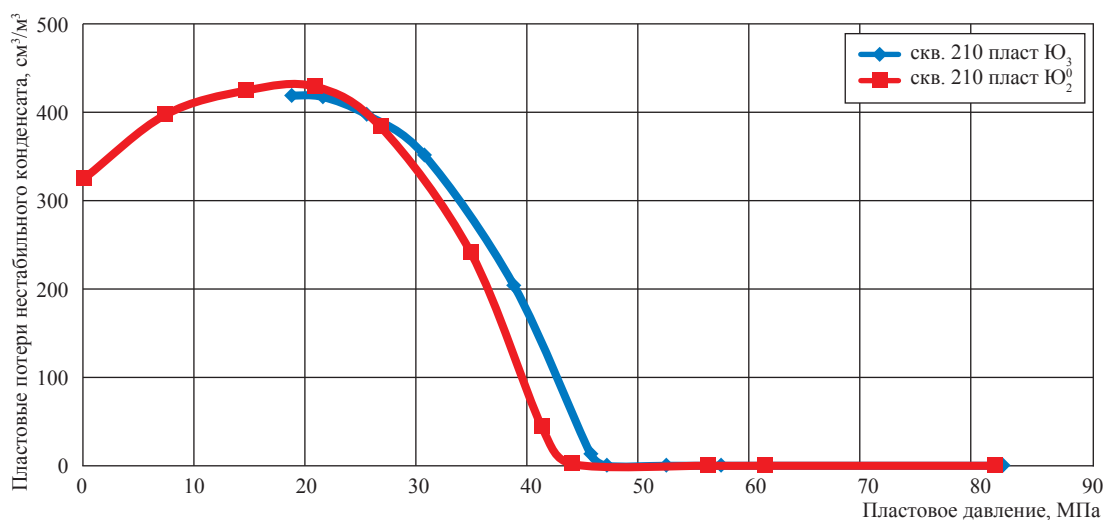


Рис. 10. Изотермы дифференциальной конденсации пластовых смесей юрских отложений Песцового НГКМ

Таблица 3

Обобщенная характеристика пластовых систем

Объект исследования	Глубина залегания, м	Пластовые параметры			Состав пластового газа, % мол.				Недонасыщенность	C_{5+} г/м ³ / КИК
		давление, МПа	температура, К	АВПД	C_2-C_4	H_2S	CO_2	Среднее содержание C_{5+} на газ сепарации		
Ачимовские залежи Уренгойского НГКМ ($A_{ч3-4}$, $A_{ч5}$)	3600–3800	59	379	1,6	9,0–16	–	–	300	1,23	440/0,53
Глубокозалегающие залежи Астраханского ГКМ	3800–4100	61	383	1,55	3,5–6,0	25	12,5	268	1,5	350/0,62
Юрские отложения Песцового НГКМ ($Ю_3$ и $Ю_2$)	3800–4000	75	385	1,92	16,5–17,5	–	–	457	1,6	457/0,685

Изменение приведенных параметров существенно влияет на извлечение конденсата из недр, а протяженный фракционный состав, повышенное содержание нефтяных УВ, наоборот, ухудшают растворимость конденсата в пластовом газе, тем самым снижая конденсатоотдачу.

В связи с существенной недонасыщенностью пластовых систем Астраханского ГКМ (1,5), ачимовских залежей Уренгойского НГКМ (1,23) и юрских отложений Песцового НГКМ (1,6) можно предположить, что высокая недо-

насыщенность пластовых газов обуславливает высокий КИК. В то же время присутствие H_2S и CO_2 в пластовом газе Астраханского ГКМ влияет на фазовые превращения углеводородов C_{5+} (в том числе повышает недонасыщенность пластовой газоконденсатной системы на начальных этапах разработки и снижает величину конечной конденсатоотдачи). Кроме вышеперечисленных факторов при проектировании разработки следует оценивать влияние других геолого-физических факторов (в том числе пористой среды, остаточной нефти и др.) [5].

Список литературы

1. Лапшин В.И. Термогазодинамические особенности формирования и извлечения пластовых флюидов на Астраханском месторождении: обзор. информ. / В.И. Лапшин, Д.В. Изюмченко, В.А. Николаев и др. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2010. – 86 с.
2. Лапшин В.И. Аналитические и экспериментальные исследования влияния неуглеводородных компонентов на фазовые превращения углеводородных газожидкостных систем / В.И. Лапшин, Д.В. Люгай, А.Н. Волков и др. // Вести газовой науки: Актуальные вопросы исследований пластовых систем месторождений углеводородов. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2013. – № 1 (20). – С. 27–35.
3. Лапшин В.И. Установки для термодинамических исследований пластовых нефтегазоконденсатных систем месторождений ОАО «Газпром» / В.И. Лапшин, А.Н. Волков, И.М. Шафиев // Вести газовой науки: Актуальные вопросы исследований пластовых систем месторождений углеводородов. – В 2-х ч. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2011. – Ч. 1. – С. 92–102.
4. Лапшин В.И. Фазовые превращения ретроградных углеводородных систем / В.И. Лапшин // Газовая промышленность. – 1992. – № 7. – С. 26–28.
5. Изюмченко Д.В. Конденсатоотдача при разработке нефтегазоконденсатных залежей на истощение / Д.В. Изюмченко, В.И. Лапшин, В.А. Николаев и др. // Газовая промышленность. – 2010. – № 1. – С. 24–27.