

## Оценка содержания и состава жидких углеводородов матричной нефти в газовой части продуктивных отложений нефтегазоконденсатных месторождений на примере Вуктыльского нефтегазоконденсатного месторождения

Д.В. Сурначёв\*, Н.А. Скибицкая, И.М. Индрупский, М.Н. Большаков  
Институт проблем нефти и газа РАН, г. Москва, Россия  
E-mail: \*d\_surnachev@ipng.ru

**Аннотация.** Статья посвящена уточнению флюидального состава нефтегазоконденсатных месторождений, в газонасыщенной части которых в начальном состоянии имеется матричная нефть. Результатом исследований является термодинамическая модель.

**Ключевые слова:** ресурсная база, карбонатный коллектор, термодинамическое равновесие, компонентный состав, уравнение состояния, газоконденсат, матричная нефть.

**Для цитирования:** Сурначёв Д.В., Скибицкая Н.А., Индрупский И.М., Большаков М.Н. Оценка содержания и состава жидких углеводородов матричной нефти в газовой части продуктивных отложений нефтегазоконденсатных месторождений на примере Вуктыльского нефтегазоконденсатного месторождения // Актуальные проблемы нефти и газа. 2022. Вып. 1(36). С. 42–65. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2022-36.art3>

Задачей, предлагаемой к решению, является уточнение флюидального состава газонасыщенной части Вуктыльского нефтегазоконденсатного месторождения (ВНГKM) с целью оценки содержания и состава запасов жидких углеводородов (ЖУВ) матричной нефти, а также пространственного размещения данных оцененных запасов.

Работа состоит из определения компонентного/фракционного составов и, собственно, термодинамического моделирования с использованием PVT-модуля одного из промышленных гидродинамических симуляторов.

Результатом является подбор флюидальных составов компонентов и фракций (вместе с их характеристиками), соответствующих газо- и нефтенасыщенной частям Вуктыльского НГKM, которые

одновременно удовлетворяли бы ряду лабораторных и промысловых критериев, а паровые и жидкие фазы этих составов находились бы в состоянии термодинамического равновесия при давлениях и температурах выбранных опорных глубин массивной нефтегазоконденсатной залежи.

Нефтегазоматеринские свойства карбонатных пород изучаются на протяжении четырех последних десятилетий [1, 2]. Кроме того, рядом исследований в ИПНГ РАН [3] показана не только нефтегазоматеринская природа карбонатов ряда месторождений, но и доказано наличие ЖУВ и высокомолекулярных компонентов в газонасыщенной части Вуктыльского, Оренбургского, Астраханского, Карачаганакского НГKM до начала их разработки.

В соответствии с данной концепцией принимаются последовательные геохимические процессы, сопровождающие формирование залежей углеводородов вышеупомянутых месторождений:

– начальная стадия интенсивной газогенерации в процессе преобразований (конденсации, поликонденсации) органического вещества (ОВ) до керогена в объеме первичных структурных форм породообразующего карбонатно-органического полимера, которая сопровождается сбросом низкомолекулярных углеводородных и неуглеводородных компонентов природного газа, завершается микритизацией первичных структурных форм карбонатно-органической полимерной матрицы и выходом керогена в самостоятельную фазу – фазу рассеянного органического вещества (РОВ) в микритизированной матрице;

– битуминозная (битумоидная) стадия последовательного преобразования керогена в ряду битумоидных компонентов незрелой матричной нефти – асфальтенов, тяжелых смол, легких смол, масел, связывающих и растворяющих в своем объеме компоненты ранее отгенерированного природного газа;

– стадия формирования жидкой фазы в процессе последовательного преобразования осмоленных и маслянистых легких битумоидных компонентов до жидких углеводородов нефтяного ряда (нефти), сопровождающаяся освобождением и выходом ранее связанного битумоидами газа в свободную фазу в появившихся при этом эффективных емкостных объемах, а также образование, на основе части нефтяной фазы и закономерностей термодинамического равновесия,

газопаровой фазы, в реальных условиях пластовых температур и давлений.

Иными словами, для уже сформировавшейся газоконденсатной залежи устанавливается термодинамическое равновесие паровой и жидкой фаз (жидкая фаза считается тождественной матричной или собственной нефти газонасыщенной части) пластового флюида, как в PVT-бомбе при условии моделируемых экспериментов, так и в каждой точке нефтегазонасыщенной части нефтегазоматеринской залежи.

Безусловно, такой подход является упрощением реальной ситуации, поскольку процесс преобразования вещества, результатом которого являются углеводороды, зависит также от геологического времени (стратиграфической принадлежности), от палеодинамики (исторического изменения глубин), от минерального состава вещества и типа пластовых вод, от ряда иных, в том числе пока неизвестных, параметров. Явным индикатором процесса преобразования является пористость и структура порового пространства.

Главными термодинамическими факторами, от которых зависят характеристики сформированного пластового флюида в каждой точке нефтегазоконденсатной залежи, являются текущее пластовое давление и пластовая температура (зависящие, по сути, от одного параметра – глубины по вертикали или TVD – True Vertical Depth), что дает основание на данном этапе изучения объекта применять термодинамическое, или PVT-моделирование, научная и практическая ценность результатов которого при оценке запасов не вызывает сомнения.

Остановимся подробнее на первом этапе. В качестве исходной информации при построении первоначальной PVT-модели пластовой газоконденсатной системы были использованы закономерности изменения содержания индивидуальных газовых компонентов по разрезу залежи ВНКМ, полученные в работах: ОТЧЕТ1985<sup>1</sup>, ОТЧЕТ1986<sup>2</sup> на основании анализа и осреднения результатов газоконденсатных исследований (ГКИ).

Подготовка PVT-модели пластовой смеси и расчет составов (газоконденсатной системы, пластовой нефти и суммарного состава углеводородной смеси) в настоящей работе произведены для шести опорных глубин. Первоначальная PVT-модель была основана на принятых ранее в проектно-технической документации (ПТД), см. ОТЧЕТ2014<sup>3</sup>, составах и свойствах компонентов и фракций газоконденсатных смесей для четырех опорных глубин (разбиение обосновано большой этажностью залежи – порядка 1400–1500 м [4, 5]) – и настроена на кривую содержания конденсата в

пластовом газе (точнее, потенциального содержания компонентов  $C_5$ +«высшие» на сухой газ).

Ниже приведена табл. 1 термобарических условий четырех опорных глубин TVD из проектной документации по ВНКМ (здесь и далее указывается вертикальная положительная глубина TVD, в отличие от отрицательных абсолютных отметок: а.о. = – TVD).

Таблица 1

**Термобарические условия  
для PVT-моделирования флюидальной  
системы ВНКМ, принятые в ПТД**

Глубина TVD, м	Рпл., бар	Рн.к., бар	Тпл, °С
3350	374	331	67
3000	362	325	61
2500	346	316	52
2000	328	307	42

Значения давлений начала конденсации Рн.к. для различных опорных глубин были получены, исходя из данных ГКИ и лабораторных исследований рекомбинированных проб пластового газа, для ряда скважин, с учетом линейной экстраполяции Рн.к. до глубины 2000 м. Несмотря на регламент проведения ГКИ, сама процедура рекомбинации предполагает наличие неустраняемой ошибки определения как начальных составов, так и давлений начала конденсации, особенно вследствие изменения компонентного состава флюида призабойной зоны при выводе скважин на режим и/или вследствие режимов работы с большой депрессией на пласт (что было характерно для первых лет эксплуатации газовой залежи ВНКМ).

<sup>1</sup> ОТЧЕТ1985 – Комплексные (газоконденсатные и газодинамические) исследования скважин Вуктыльского ГКМ. Проведение контроля за внедрением технологии извлечения выпавшего конденсата методом создания оторочки ШФЛУ: Промежуточный отчет по теме 02.В.05/84-85 за II кв. 1985 г. Ухта: ВНИИГАЗ Коми филиал, 1985.

<sup>2</sup> ОТЧЕТ1986 – Контроль за внедрением технологии извлечения выпавшего конденсата методами обработки скважин обогащенным газом и создание оторочки ШФЛУ (Отчет по результатам исследования скважин и обобщение результатов за 1985 г. и I кв. 1986 г.): Промежуточный отчет по теме 02.В.41/86-87. Ухта: ВНИИГАЗ Коми филиал, 1986.

<sup>3</sup> ОТЧЕТ2014 – Дополнения к проекту разработки Вуктыльского НКМ. Этап 3 (заключительный): Отчет о научно-исследовательской работе. Ухта: ВНИИГАЗ, 2014.

Данные по вспомогательным и дополнительным глубинам для PVT-моделирования флюидальной системы ВНКМ, полученные линейной интерполяцией, приведены в табл. 2. В соответствии с ПТД максимальные запасы газа приурочены к окрестности опорной глубины 3025 м, поэтому на эту глубину настроена и так называемая «эталонная кривая» потенциального содержания  $C_{5+}$ , а глубина 3316 м – принятая глубина газонефтяного контакта (ГНК).

Таблица 2

**Термобарические условия  
на вспомогательных и дополнительных  
опорных глубинах**

Глубина TVD, м	Рпл., бар	Рн.к., бар	Тпл, °С
3316	372,8	330,4	66,4
3025	362,9	325,4	61,4
2750	354,0	320,5	56,5
2250	337,0	311,5	47,0

Заметим, что согласно с принятыми по лабораторным исследованиям свойствами газов Вуктыльского НГКМ, на каждой из опорных глубин давление начала конденсации (точка росы) существенно (от 21 до 43 бар) ниже начального пластового давления. Это явление, как факт, утверждено в ряде предыдущих исследований пластовой системы и в проектной документации ОТЧЕТ2014.

Поскольку при этом изучались не прямые отборы пластового флюида, как в случае нефтяной залежи, и не прямые замеры его свойств, то данное явление можно воспринимать лишь как некий согласованный лабораторный критерий, которому должны соответствовать моделируемые композиционные составы в части паровой фазы, как это и делалось в

предыдущих работах по исследованию Вуктыльского НГКМ.

Опираясь на исследования предыдущих лет, было установлено наличие на каждой глубине газонасыщенной части не только паровой, но и равновесной ей жидкой фазы (жидкая фаза, или жидкие углеводороды, ассоциирована с пластовой нефтью).

Поэтому задачей авторов являлся такой подбор составов пластовых флюидов на опорных глубинах, которые:

а) обеспечивали бы существование двух равновесных фаз (паровой и жидкой) в диапазоне давлений и температур ВНКМ от кровли залежи до ГНК, то есть наличие некоторого количества ЖУВ в газонасыщенной части залежи;

б) соответственно в этом случае Рн.к. – точка росы – паровой фазы совпадала бы с начальным пластовым давлением и с давлением насыщения (начала дегазации) жидкой фазы на каждой глубине при соответствующей температуре в газонасыщенной части;

в) для состава паровой фазы обеспечивался бы термодинамический фазовый переход по глубине от паровой к жидкой фазе на ГНК;

г) потенциальное содержание показателя « $C_5$ +высшие» на сухой газ ( $г/м^3$ ) и его динамика при снижении давления для каждой опорной глубины максимально соответствовали бы утвержденным проектным величинам и утвержденным подсчетным параметрам, особенно на последних этапах разработки;

д) расчетные кривые дифференциальной конденсации модельных смесей, при наличии жидкой фазы, были бы близки экспериментальным данным исследований рекомбинированных смесей.

Все эти требования в совокупности достаточно противоречивы, не говоря уже о погрешности экспериментов и промысловых замеров, поэтому потребовалось найти разумный компромисс между данными условиями, скажем, между «полкой» КГФ (конденсато-газового фактора) в интервале от ранее утвержденных  $R_{н.к.}$  до  $R_{пл.}$  и заданием точки росы  $R_{н.к.} = R_{пл.}$ , свойственному для нефтегазоматеринской системы, после чего неизбежно должно следовать падение потенциального содержания  $C_{5+}$  вследствие падения давления.

За основу для построения PVT-моделей ВНКМ в настоящей работе был взят состав (см. [4, 5], ОТЧЕТ2016<sup>4</sup>), характеризующийся тем, что кроме азота  $N_2$  и углекислого газа  $CO_2$ , и стандартных компонентов  $C_1$ – $C_5$ , включая изомеры  $iC_4$ ,  $iC_5$ , остаток  $C_{6+}$  был разбит на 6 фракций  $C_6P1$ – $C_6P6$ , из которых последняя –  $C_6P6$  – имеет молекулярный вес 500 и является подгоночной (табл. 3). Молекулярный вес 500 обычно принимается в композиционном моделировании для компонента  $C_{36}$  парафинового ряда. Исследования нефти ВНКМ показали наличие определяемых лабораторно концентраций компонентов не выше  $C_{43}$  (что не исключает присутствия в пластовом флюиде и более тяжелых компонентов за порогом точности лабораторных замеров).

<sup>4</sup> ОТЧЕТ2016 – Комплексное изучение керна, структурно-емкостное, геолого-геохимическое, физико-химическое моделирование с целью разработки научных основ добычи жидких углеводородов на завершающей стадии разработки Вуктыльского ГКМ. Этап 4: Отчет о научно-исследовательской работе. М.: ООО «Центр высокомолекулярных технологий», 2016.

Поскольку во всех предыдущих исследованиях было использовано кубическое уравнение состояния Пенга–Робинсона [6], в настоящей работе для сохранения преемственности авторы оставили то же самое уравнение состояния, стартовав с определенных ранее свойств компонентов и фракций.

Таблица 3

**Компоненты и фракции  
исходного флюидального состава  
(при разбиении  $C_{6+}$  на 6 фракций)**

Компоненты и фракции	Молекулярный вес, Mw
$N_2$	28,013
$CO_2$	44,010
$C_1$	16,043
$C_2$	30,070
$C_3$	44,097
$iC_4$	58,124
$nC_4$	58,124
$iC_5$	72,151
$nC_5$	72,151
<b><math>C_6P1</math></b>	<b>85,019</b>
<b><math>C_6P2</math></b>	<b>110,457</b>
<b><math>C_6P3</math></b>	<b>157,953</b>
<b><math>C_6P4</math></b>	<b>231,218</b>
<b><math>C_6P5</math></b>	<b>338,184</b>
<b><math>C_6P6</math></b>	<b>500,000</b>

Для данного набора компонентов и фракций ранее (см. [5], ОТЧЕТ2016) был выполнен подбор составов газоконденсатной смеси (паровой фазы) по опорным глубинам (табл. 4). Для этих составов величины давления начала конденсации  $R_{н.к.}$  были определены существенно ниже начального пластового давления  $R_{пл.}$  (см. табл. 1, 2).

Таблица 4  
Начальный флюидальный состав  
паровой фазы для опорных глубин, %

Компоненты и фракции	Глубина TVD, м					
	2000	2250	2500	2750	3000	3350
N <sub>2</sub>	4,28	4,43	4,58	4,79	5,01	5,3
CO <sub>2</sub>	0,03	0,03	0,03	0,03	0,04	0,04
C <sub>1</sub>	78,24	77,36	76,48	75,67	74,85	73,73
C <sub>2</sub>	8,44	8,54	8,63	8,6	8,56	8,51
C <sub>3</sub>	2,83	2,99	3,15	3,31	3,47	3,7
iC <sub>4</sub>	0,43	0,43	0,44	0,44	0,45	0,45
nC <sub>4</sub>	0,56	0,62	0,68	0,74	0,8	0,88
iC <sub>5</sub>	0,12	0,13	0,14	0,15	0,16	0,17
nC <sub>5</sub>	0,11	0,12	0,12	0,13	0,14	0,15
C <sub>6</sub> P1	1,59	1,71	1,84	1,96	2,08	2,25
C <sub>6</sub> P2	2,03	2,2	2,36	2,51	2,67	2,88
C <sub>6</sub> P3	1,05	1,13	1,22	1,3	1,38	1,49
C <sub>6</sub> P4	0,26	0,28	0,3	0,32	0,35	0,38
C <sub>6</sub> P5	0,03	0,03	0,03	0,04	0,04	0,05
C <sub>6</sub> P6	0	0	0	0	0	0,01

С целью дальнейшего детального PVT-моделирования и приближения давления начала конденсации Рн.к. паровой фазы к значениям пластового давления Рпл., что необходимо для «физического присутствия» в газонасыщенной части жидкой фазы, исходное разбиение C<sub>6+</sub> (6 фракций от C<sub>6</sub>P1 до C<sub>6</sub>P6) в настоящей работе было дополнено четырьмя фракциями – от C<sub>6</sub>P7 до C<sub>6</sub>P10, где самые тяжелые фракции с молекулярными весами в диапазоне примерно 600–1200 отвечают за масла и смолы, присутствующие в качестве высокомолекулярных компонентов, или нефти в газонасыщенной части [3]. Эти фракции должны

присутствовать и в составе обычной жидкой нефти ВНКМ, пусть и в очень небольшом количестве, которое могло бы и не быть обнаружено традиционными исследованиями (как правило, традиционные фракционные исследования нефтей завершаются в районе компонента C<sub>40</sub>).

Перечень компонентов и фракций «расширенного» флюидального состава (при разбиении C<sub>6+</sub> на 10 фракций) и соответствующих свойств компонентов/фракций приведены в табл. 5. Свойства добавленных четырех самых тяжелых фракций были выбраны из таблицы свойств компонентов типовых нефтей с ближайшими молекулярными весами, используемой во встроенной библиотеке программного комплекса Tempest-ENABLE компании ROXAR/EMERSON.

В табл. 5: Mw – молекулярный вес (ед.), Tc – критическая температура (°C), Pc – критическое давление (бар), Ac – ацентрический фактор (ед.), Zc – коэффициент сверхсжимаемости в критической точке (отклонение от закона Бойля-Мариотта – пересчетный параметр по уравнению состояния), Vc – критический объем (м<sup>3</sup>/кг-моль), Sg – относительная плотность по воде в н.у., Tb – температура кипения (°C), Ωa и Ωb – параметры уравнения состояния, Para – парахор (комплексное физико-химическое свойство вещества, связывающее поверхностное натяжение жидкости с плотностью жидкости и пара), Sv – поправочный объемный коэффициент (шифт-параметр) уравнения состояния. Более детально роль каждого из параметров в кубическом уравнении состояния описана в работах [7–10].

Таблица 5

Свойства компонентов и фракций «расширенного» флюидального состава (при разбиении C<sub>6+</sub> на 10 фракций)

Компоненты и фракции	Mw	Tc (°C)	Pc (bar)	Acf	Zc	Vc (m <sup>3</sup> /kg-mole)	Sg (sg(Water=1))	Tb (°C)	Ωa	Ωb	Para	Sv	
N <sub>2</sub>	28,0130	-146,8890	33,9912	0,0450	<b>0,2916</b>	0,09006	0,4700	-195,778	1	1	41,00	-0,1930	
CO <sub>2</sub>	44,0100	31,0556	73,8153	0,2310	<b>0,2742</b>	0,09396	0,5072	-78,500	1	1	70,00	-0,0820	
C <sub>1</sub>	16,0430	-82,5722	46,0432	0,0115	<b>0,2884</b>	0,09925	0,3300	-161,494	1	1	77,00	-0,1590	
C <sub>2</sub>	30,0700	32,2722	48,8011	0,0908	<b>0,2843</b>	0,14792	0,4500	-88,600	1	1	108,00	-0,1130	
C <sub>3</sub>	44,0970	96,6722	42,4924	0,1454	<b>0,2804</b>	0,20288	0,5077	-42,039	1	1	150,30	-0,0860	
iC <sub>4</sub>	58,1240	134,9890	36,4802	0,1756	<b>0,2824</b>	0,26271	0,5631	-11,722	1	1	181,50	-0,0840	
nC <sub>4</sub>	58,1240	152,0280	37,9694	0,1928	<b>0,2736</b>	0,25472	0,5844	-0,500	1	1	189,90	-0,0670	
iC <sub>5</sub>	72,1510	187,2780	33,8119	0,2273	<b>0,2701</b>	0,30584	0,6247	27,844	1	1	225,00	-0,0610	
nC <sub>5</sub>	72,1510	196,5000	33,6878	0,2510	<b>0,2623</b>	0,30404	0,6310	36,067	1	1	231,50	-0,0390	
C <sub>6</sub> P1	85,0188	250,9280	26,6887	0,1208	<b>0,2224</b>	0,36303	0,6639	65,976	1	1	270,11	-0,0026	C <sub>6</sub>
C <sub>6</sub> P2	110,4570	318,9670	24,7149	0,2351	<b>0,2424</b>	0,48277	0,7080	126,024	1	1	341,33	-0,0343	C <sub>8</sub> -C <sub>9</sub>
C <sub>6</sub> P3	157,9530	398,0440	20,7256	0,3625	<b>0,2493</b>	0,67134	0,7498	201,495	1	1	466,70	0,0261	C <sub>11</sub> -C <sub>12</sub>
C <sub>6</sub> P4	231,2180	488,5170	16,8437	0,5589	<b>0,2622</b>	0,98561	0,7865	296,461	1	1	640,62	0,7000	C <sub>16</sub> -C <sub>17</sub>
C <sub>6</sub> P5	338,1840	586,3390	13,5525	0,7602	<b>0,2717</b>	1,43279	0,8201	400,639	1	1	852,12	0,8000	C <sub>24</sub> -C <sub>25</sub>
C <sub>6</sub> P6	500,0000	679,6440	10,5933	1,0268	<b>0,2662</b>	1,99036	0,8535	509,956	1	1	1076,40	0,9000	C <sub>36</sub>
C <sub>6</sub> P7	598,0000	674,6280	7,5153	1,3000	<b>0,1637</b>	1,71677	0,9360	540,183	1	1	1156,21	0,2471	C <sub>48</sub>
C <sub>6</sub> P8	794,1000	737,6280	5,9157	1,4810	<b>0,1406</b>	1,99770	0,9630	613,128	1	1	1189,03	0,2785	C <sub>57</sub>
C <sub>6</sub> P9	1004,1000	790,0720	4,8401	1,6270	<b>0,1217</b>	2,22244	0,9840	671,906	1	1	1036,57	0,3029	C <sub>72</sub>
C <sub>6</sub> P10	1284,2000	845,0720	3,9160	1,7810	<b>0,1036</b>	2,46000	1,0060	733,522	1	1	531,19	0,3268	C <sub>92</sub>

В составе остатка  $C_{6+}$  ВНКГМ встречается до 15–20% ароматических углеводородов с соотношением бензола и толуола примерно 1:4, а также более тяжелые углеводороды нафтенового ряда, но учет данного типа компонентов не входит в содержание настоящей работы, поэтому принимаем все углеводородные компоненты выше пентана – априори алкановыми. Для компонентов и фракций выше  $C_5$  в правой колонке табл. 5 приведены соответствующие им по молекулярным весам обозначения стандартных углеводородов парафинового ряда.

Для алгоритма подбора концентраций компонентов и тяжелых фракций было использовано свойство гамма-распределения молярных долей тяжелых фракций ряда  $C_{6+}$  паровой фазы по молекулярным весам, что

активно используется при PVT-моделировании в процедурах сокращения/расширения состава (lumping/delumping). Такие асимметричные гамма-функции появляются, например, в процессе хроматографических исследований экстракта карбонатного керна газоконденсатных месторождений.

В соответствии с описанными выше ожидаемыми особенностями изменения концентраций, путем подбора «гладкого» по молекулярным весам состава тяжелых фракций  $C_6P1$ – $C_6P10$ , в модуле PVT были получены составы паровой фазы «расширенного состава» на опорных глубинах, см. табл. 6. Параллельно проводилась проверка на совпадение давления начала конденсации  $P_{н.к}$  и начального пластового давления на опорных глубинах.

Таблица 6

Расширенные составы равновесной паровой фазы на опорных глубинах

	3316	3025	2750	2500	2250	2000
$N_2$	0,0522	0,0501	0,04793	0,0461	0,04428	0,0426
$CO_2$	0,00044	0,00041	0,00038	0,00035	0,00032	0,0003
$C_1$	0,73935	0,74922	0,75817	0,76638	0,77451	0,78233
$C_2$	0,0871	0,0865	0,0859	0,0854	0,0849	0,08439
$C_3$	0,03655	0,03474	0,03312	0,03149	0,0299	0,0283
$iC_4$	0,0045	0,00446	0,00441	0,00438	0,00434	0,0043
$nC_4$	0,00864	0,00799	0,00739	0,00679	0,0062	0,0056
$iC_5$	0,00175	0,00162	0,00151	0,0014	0,0013	0,0012
$nC_5$	0,00136	0,0013	0,00125	0,0012	0,00115	0,0011
$C_6P1$	1,96E-02	1,85E-02	1,76E-02	1,67E-02	1,58E-02	1,50E-02
$C_6P2$	2,90E-02	2,69E-02	2,51E-02	2,36E-02	2,20E-02	2,04E-02
$C_6P3$	1,45E-02	1,38E-02	1,32E-02	1,26E-02	1,20E-02	1,15E-02
$C_6P4$	3,55E-03	3,29E-03	3,10E-03	2,92E-03	2,78E-03	2,62E-03
$C_6P5$	1,08E-03	8,90E-04	7,50E-04	6,00E-04	4,50E-04	2,80E-04
$C_6P6$	2,20E-04	1,60E-04	1,30E-04	1,00E-04	7,00E-05	4,00E-05
$C_6P7$	1,20E-04	8,00E-05	6,00E-05	4,00E-05	3,00E-05	2,00E-05
$C_6P8$	3,00E-05	2,00E-05	2,00E-05	1,00E-05	7,80E-06	4,80E-06
$C_6P9$	1,00E-05	8,00E-06	5,40E-06	4,00E-06	3,10E-06	2,60E-06
$C_6P10$	4,20E-06	3,00E-06	2,10E-06	1,60E-06	1,34E-06	1,25E-06



Давление Рн.к. рассчитывается в PVT-модуле промышленного симулятора путем моделирования различных экспериментов – дифференциальной конденсации (CVD-test, constant volume depletion), контактной конденсации (CCE-test, constant composition expansion), характера насыщения (SAT-test, saturation) или так называемого градиент-теста (GRD-test, gradient) по глубине (поскольку исследовалась малая окрестность опорных глубин, была использована изотермическая опция GRD-test).

В результате подбора составов отклонение вычисленной точки росы Рн.к. от заданных значений пластового давления Рпл. на всех глубинах минимально, в среднем составляет 0,5 бар (табл. 7).

Таблица 7

**Характеристика расширенных составов паровой фазы по «точке росы»**

Глубина TVD, м	Рпл, бар	Рн.к., бар	отклонение, бар
2000	328,0	327,6	-0,4
2250	337,0	338,0	1,0
2500	346,0	347,4	1,4
2750	354,0	355,0	1,0
3025	362,9	363,3	0,4
3316	372,8	372,3	-0,5

При вычислении расширенных составов было важно сохранить линейную зависимость потенциального содержания  $C_{5+}$  по глубине с максимальным сохранением проектных значений. Решение этой задачи иллюстрирует рис. 1. При этом отклонение от проектных значений  $C_{5+}$  на опорных глубинах ничтожно мало и составляет всего

1–2 г/м<sup>3</sup> сухого газа, что видно из данных табл. 8.

Таблица 8

**Сравнение потенциального содержания  $C_{5+}$  с проектными данными**

Глубина TVD, м	Потенциальное содержание $C_{5+}$ , г/м <sup>3</sup>	
	проект	расширенный состав
2000	273	274
2500	319	317
3000/3025	364	363
3350/3316	395	394

Проиллюстрируем свойства найденных составов паровой фазы графически.

Поскольку концентрации самых тяжелых фракций в паровой фазе очень малы, то значения концентраций для большей наглядности нужно выносить на графики, построенные на логарифмической шкале. На рис. 2 на полулогарифмической шкале приведен контрольный график для анализа динамики концентраций по молекулярным весам и согласования составов по опорным глубинам, так называемый «finger-plot».

На двойной логарифмической шкале зависимость десятичного логарифма концентраций от натурального логарифма молекулярного веса для каждой опорной глубины очень хорошо (с коэффициентом корреляции  $R^2$  выше 0,99) аппроксимируется полиномом четвертого порядка. В качестве иллюстрации на рис. 3 приведен соответствующий график для опорной глубины 3025 м.

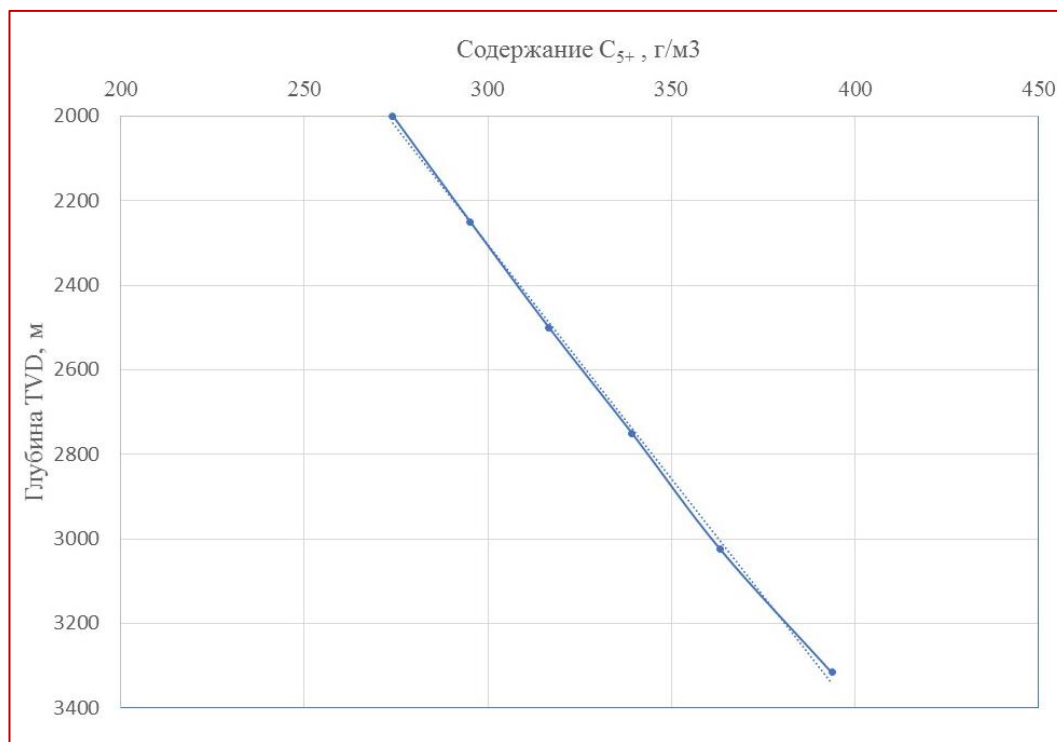


Рис. 1. Зависимость потенциального содержания  $C_{5+}$  от глубины для расширенного состава

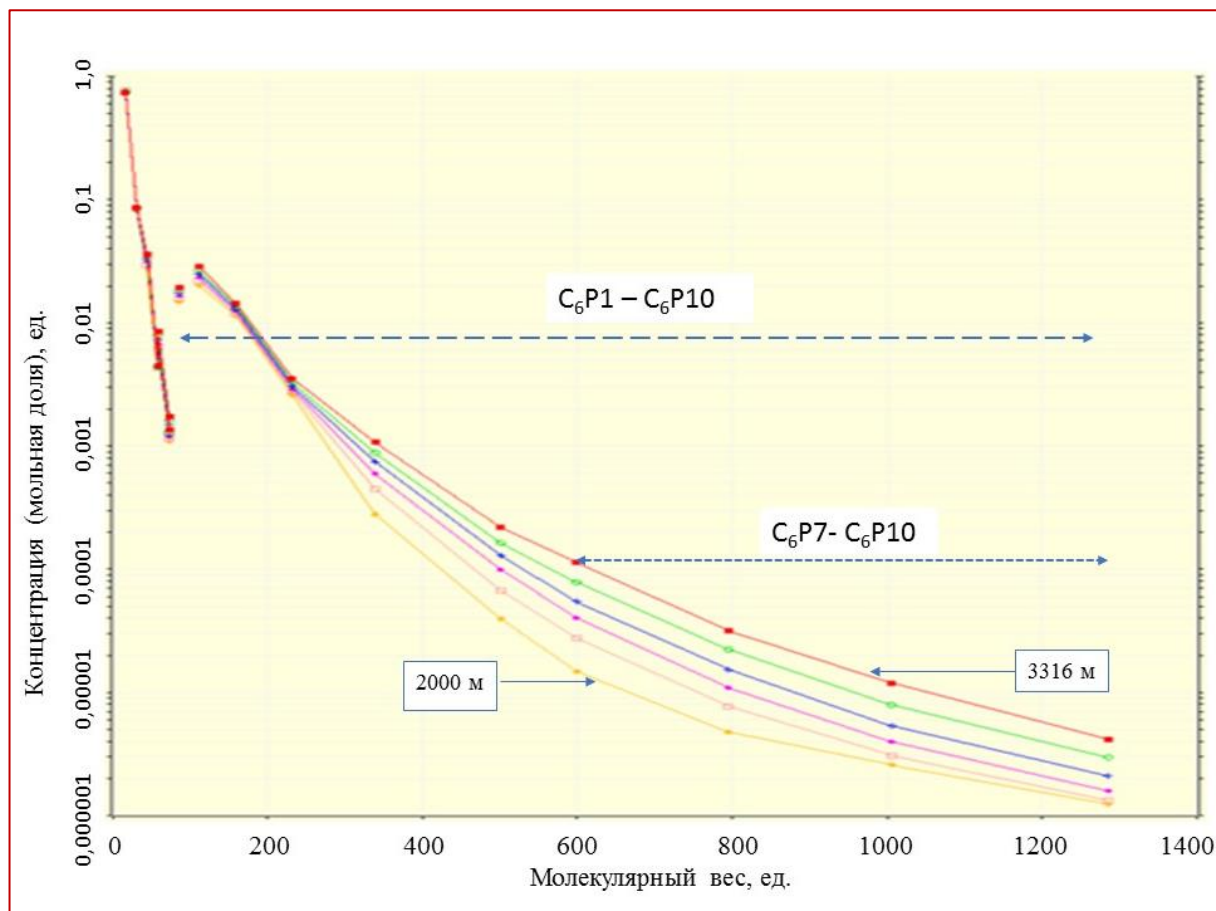
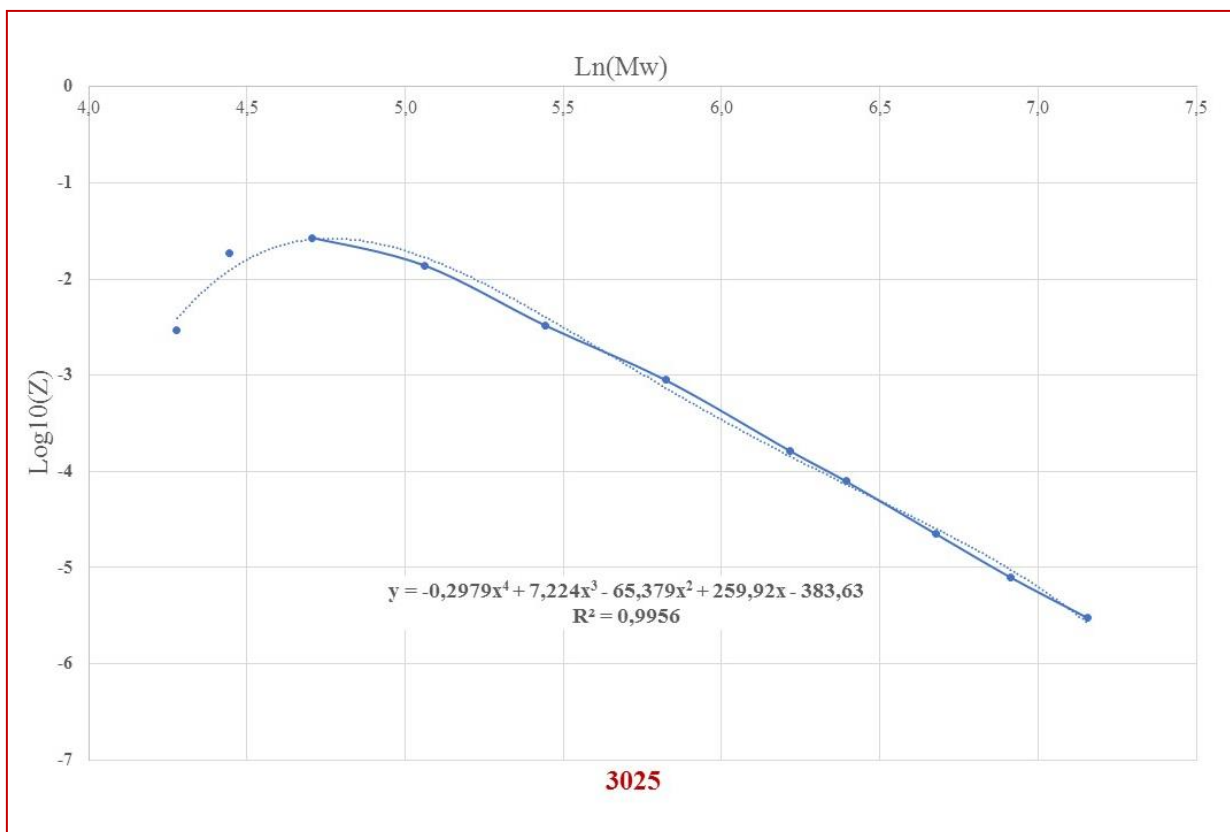


Рис. 2. Контрольный график для анализа составов паровой фазы опорных глубин, полулогарифмическая шкала



**Рис. 3.** Пример зависимости концентраций тяжелых компонентов от молекулярных весов, двойная логарифмическая шкала

Традиционный интерес представляет также вид зависимостей найденных концентраций компонентов или фракций от глубины (TVD). Предыдущие исследования и расчеты показывают, что эта зависимость имеет линейный характер для всех углеводородных компонентов вплоть до пентанов и, как показано ранее, для остатка  $C_{5+}$ . Линейный закон также справедлив и для уточненных концентраций тяжелых фракций, начиная с  $C_6P1$  и заканчивая  $C_6P5$ . Для фракции  $C_6P6$  наблюдается небольшое отклонение от линейной зависимости. Однако для вычисленных в настоящей работе

концентраций в паровой фазе самых тяжелых фракций расширенного состава (см. рис. 4), начиная с  $C_6P7$  (рис. 4а), включая  $C_6P8$  (рис. 4б) и  $C_6P9$  (рис. 4с) и заканчивая  $C_6P10$  (рис. 4г), эта зависимость имеет уже нелинейный, параболический характер.

Одновременно с подбором состава паровой фазы модуль PVT-моделирования промышленного симулятора позволяет автоматически получить компонентный состав соответствующей равновесной жидкой фазы, при условии, что пластовые давление и температура есть точка росы (начала конденсации), см. табл. 9.

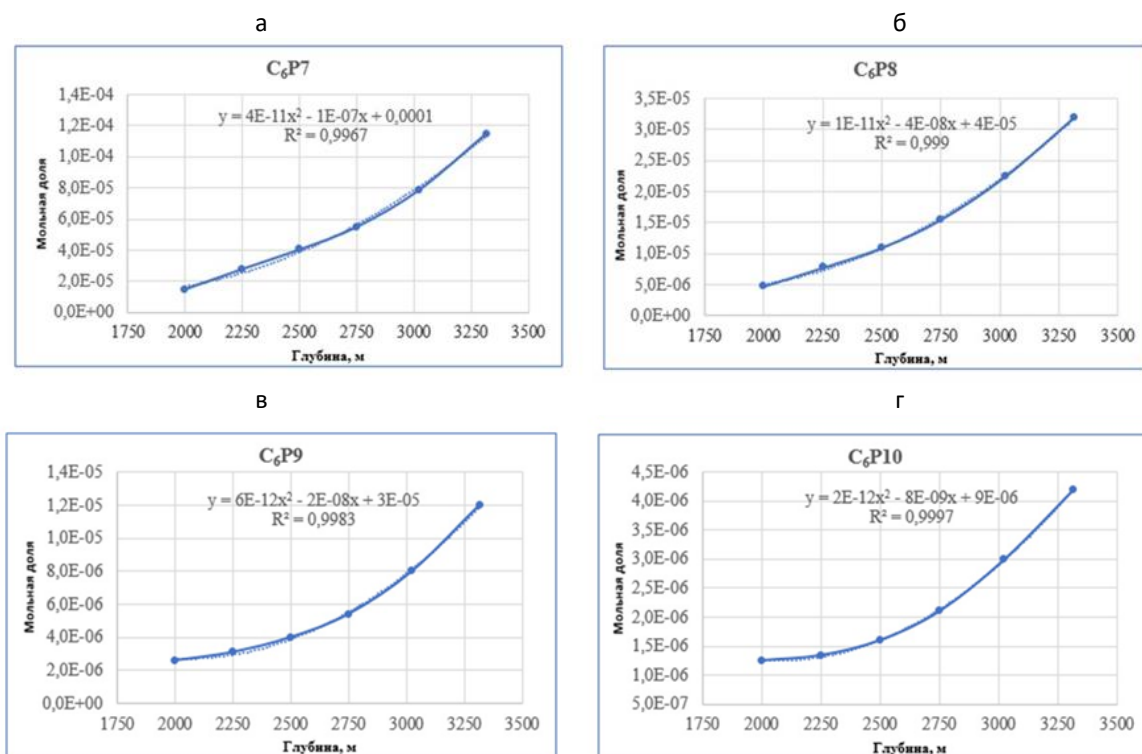


Рис. 4. Закономерности изменения концентраций в паровой фазе по глубине, фракции: а –  $C_{6P7}$ , б –  $C_{6P8}$ , в –  $C_{6P9}$ , г –  $C_{6P10}$

Таблица 9

Расширенные составы равновесной жидкой фазы на опорных глубинах

	3316	3025	2750	2500	2250	2000
$N_2$	0,03455	0,03236	0,03029	0,0286	0,02714	0,02647
$CO_2$	0,00042	0,00039	0,00036	0,00034	0,00032	0,00029
$C_1$	0,56251	0,56131	0,56101	0,5596	0,55663	0,54128
$C_2$	0,09331	0,09349	0,09366	0,0939	0,09414	0,09337
$C_3$	0,04589	0,04449	0,04322	0,04182	0,04036	0,03805
$iC_4$	0,00623	0,00634	0,00644	0,00654	0,00663	0,00657
$nC_4$	0,01269	0,01211	0,01153	0,01088	0,01018	0,00915
$iC_5$	0,00287	0,00276	0,00267	0,00256	0,00245	0,00226
$nC_5$	0,00232	0,00231	0,00231	0,0023	0,00228	0,00217
$C_{6P1}$	3,46E-02	3,41E-02	3,36E-02	3,31E-02	3,24E-02	3,13E-02
$C_{6P2}$	6,91E-02	6,84E-02	6,77E-02	6,71E-02	6,59E-02	6,27E-02
$C_{6P3}$	5,16E-02	5,40E-02	5,60E-02	5,80E-02	6,02E-02	6,02E-02
$C_{6P4}$	2,50E-02	2,69E-02	2,89E-02	3,09E-02	3,36E-02	3,45E-02
$C_{6P5}$	1,98E-02	2,03E-02	2,09E-02	2,03E-02	1,86E-02	1,36E-02
$C_{6P6}$	1,59E-02	1,66E-02	1,75E-02	1,80E-02	1,67E-02	1,30E-02
$C_{6P7}$	1,07E-02	1,06E-02	1,02E-02	1,04E-02	1,07E-02	9,48E-03
$C_{6P8}$	6,51E-03	7,04E-03	7,06E-03	7,51E-03	8,85E-03	1,20E-02
$C_{6P9}$	4,02E-03	4,33E-03	4,42E-03	5,21E-03	7,50E-03	1,91E-02
$C_{6P10}$	1,85E-03	2,22E-03	2,40E-03	3,07E-03	5,47E-03	2,46E-02

Выполнив для набора расширенных составов паровой фазы по глубине вычислительные эксперименты дифференциальной конденсации (CVD-test, воспроизводящий в PVT-бомбе условия работы части залежи на истощение), получаем набор кривых объемного содержания жидкой фазы по давлению. Температура учитывается дискретно,

согласно приведенным выше (см. табл. 1 и табл. 2) значениям для опорных глубин.

Этот набор кривых отображен на рис. 5. Кривые объемного содержания жидкой фазы в модельном эксперименте дифференциальной конденсации на графике соответствуют опорным глубинам TVD: 2000, 2250, 2500, 2750, 3025, 3316 м.

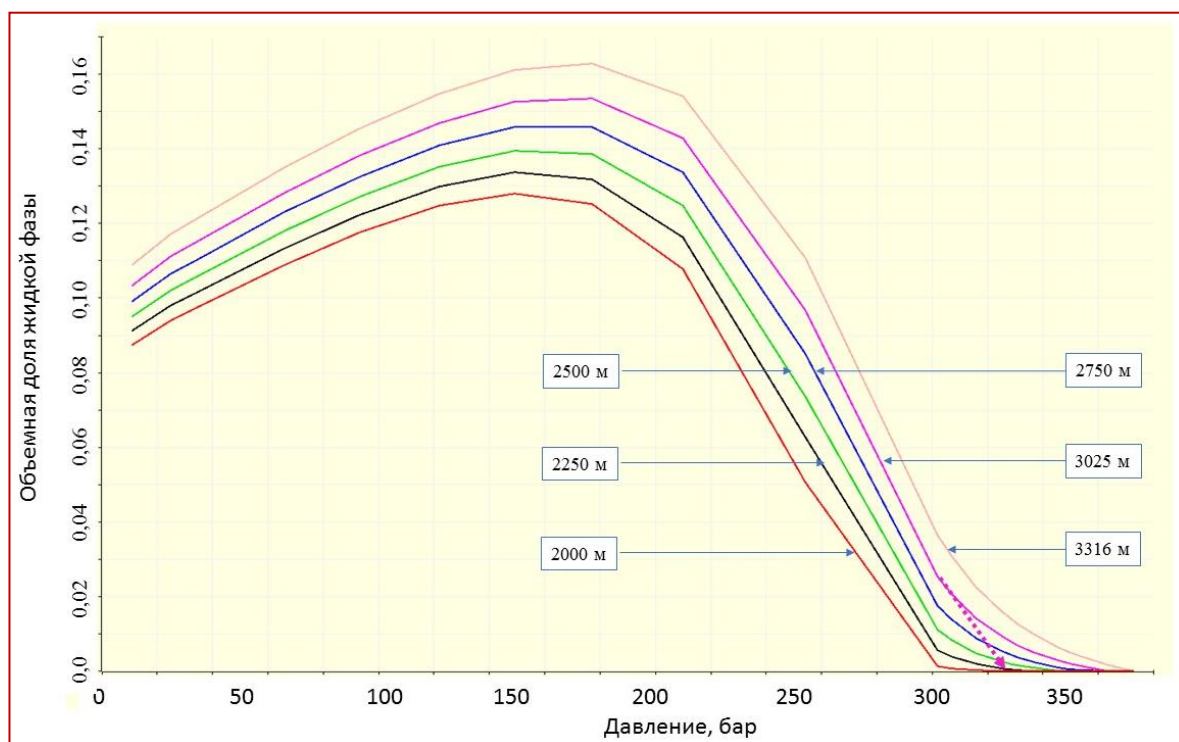


Рис. 5. Кривые дифференциальной конденсации паровой фазы расширенного состава для опорных глубин: 2000, 2250, 2500, 2750, 3025, 3316 м

Ранее отмечалось, что для рассчитанных расширенных составов паровой фазы отклонение вычисленной точки росы  $R_{н.к.}$  от проектных значений  $R_{пл}$  минимально, составляет в среднем 0,5 бар. На рис. 5 видно, что кривые дифференциальной конденсации ведут себя таким образом, что точка пересечения касательной к крутопадающей части кривой с осью абсцисс (которую можно назвать «псевдоточка росы») достаточно близка к проектной точке росы (в соответствии с ПТД

отличающейся от  $R_{пл}$  на величину от 25 до 45 бар). Для опорной глубины 3025 м это соответствует значению примерно 325 бар.

В качестве промежуточного вывода зафиксируем, что был найден компромисс между сохранением принципиального (проектного) характера кривых дифференциальной конденсации составов паровой фазы для опорных глубин и наличием равновесной жидкой фазы в газонасыщенной части ( $R_{н.к.} = R_{пл.}$ ).

Исследуем следующий критерий, а именно, степень совпадения кривой потенциального содержания  $C_{5+}$  на сухой газ с так называемой «эталонной» кривой (данные по содержанию  $C_{5+}$  для глубины 3025 м и температуры 63 °С взяты из работы [5]), см. табл. 10 и график на рис. 6.

Таблица 10

**«Эталонное» потенциальное содержание  
фракции  $C_{5+}$ , для состава ВНГКМ  
на глубине 3025м**

Давление, МПа	Содержание $C_{5+}$ , г/м <sup>3</sup>
36,3	360,0
32,4	360,0
30,2	321,0
25,4	236,0
21,0	175,0
17,7	140,0
14,9	114,0
12,2	89,0
9,3	65,0
6,6	47,5
3,4	58,0
2,5	100,0
1,1	200,0

Эти данные соответствуют оранжевой кривой на графике рис. 6. Расчетные же данные эксперимента дифференциальной конденсации с подобранным «расширенным» составом паровой фазы для глубины 3025 м (CVD-test) соответствуют синей кривой на графике рис. 6. Наблюдается достаточно уверенное приближение, за исключением области самых малых давлений.

Сравним теперь полученные кривые потенциального содержания  $C_{5+}$  с кривыми из проектной документации, применяемыми

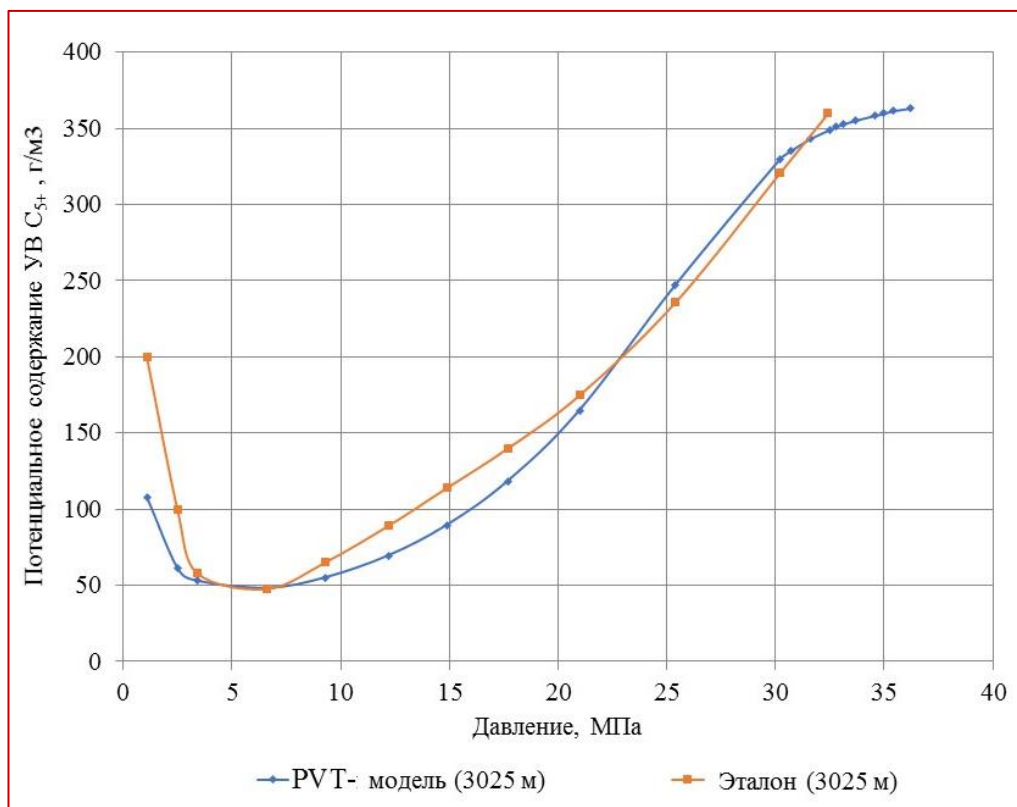
в процессе проектирования разработки (ОТЧЕТ1985, ОТЧЕТ1986, ОТЧЕТ2014), см. рис. 7.

На графике рис. 7 видны стандартные «полки» КГФ (потенциального содержания  $C_{5+}$  на сухой газ) для каждого этажа – от Рпл. до проектного Рн.к., затем параболическое падение семейства кривых до окрестности давления начала ретроградного испарения в диапазоне 50–70 бар, после чего следует незначительный рост кривых до величин 40–75 г/м<sup>3</sup> в точке 2,5 МПа (25 бар).

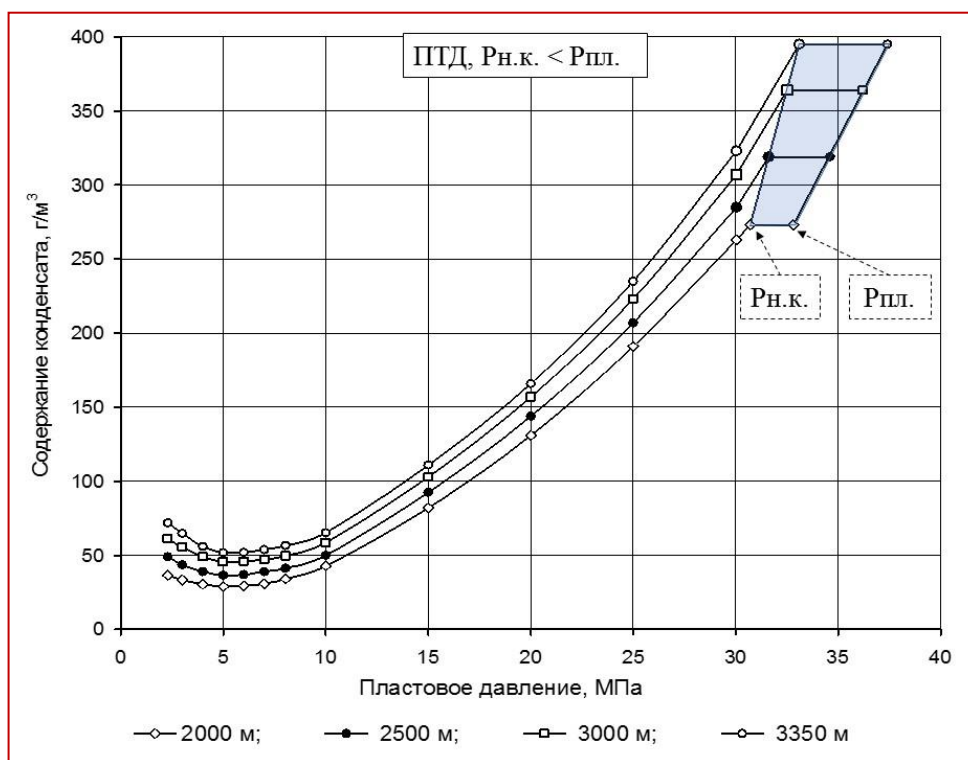
Для найденных расширенных составов паровой фазы, как видно из рис. 8, наблюдаются лишь аппроксимация «полок» (см. рис. 7), причем с глубиной и утяжелением состава отклонение от «полки» растет, поскольку выпадение конденсата начинается одновременно со снижением пластового давления при условии  $P_{н.к.} = P_{пл.}$ .

Одной из возможных причин появления «полки» КГФ и данных по  $P_{н.к.} < P_{пл.}$ , по данным лабораторных исследований газа Вуктыльского НГКМ, является несовершенство методики и рекомбинирования проб, не учитывающих выпадения самых тяжелых фракций в период вывода скважин на режим при высокой депрессии на пласт и в начальный период сверхинтенсивных отборов.

Следующим этапом является подбор такой доли равновесной жидкой фазы, которая, в смеси с равновесной ей паровой фазой, давала бы удовлетворительное совпадение с кривыми дифференциальной конденсации рекомбинированных смесей (г/к состав+нефть), полученными в предыдущих исследованиях пластового флюида ВНГКМ, в предположении наличия матричной нефти в газонасыщенной части.

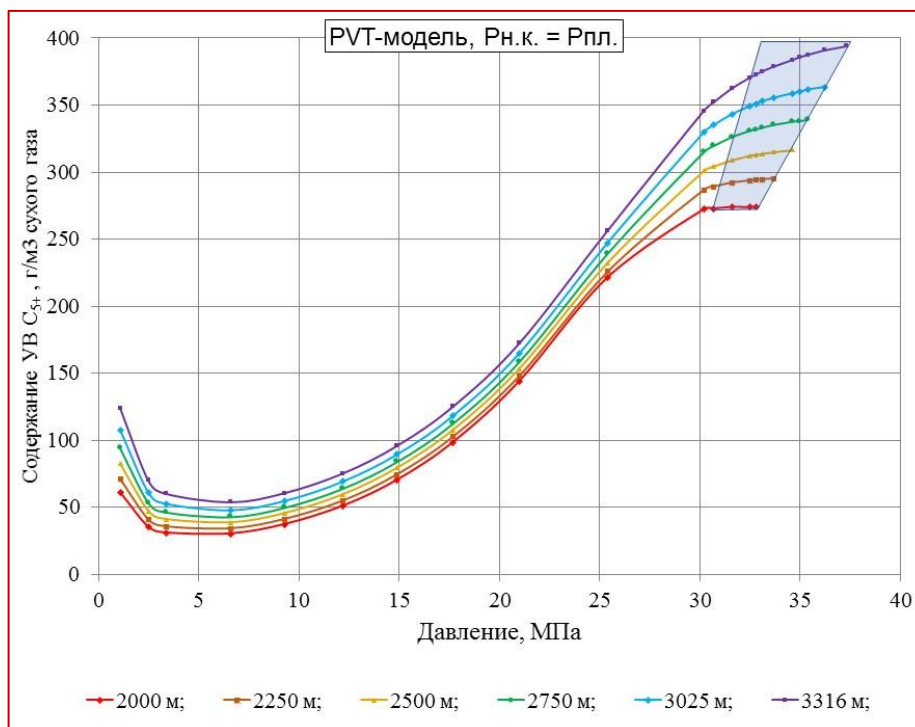


**Рис. 6.** Сравнение кривых потенциального содержания  $C_{5+}$ , PVT-модель и «эталон», для глубины 3025 м



**Рис. 7.** Проектное распределение потенциального содержания конденсата в пластовом газе Вуктыльского НГКМ по опорным глубинам





**Рис. 8.** Расчетное распределение потенциального содержания  $C_{5+}$  в пластовом газе Вуктыльского НГКМ по опорным глубинам

Разброс этих данных, приведенных к опорной глубине 3025 м, по разным исследованиям (ОТЧЕТ2014, ОТЧЕТ2016), достаточно велик (табл. 11).

Таблица 11

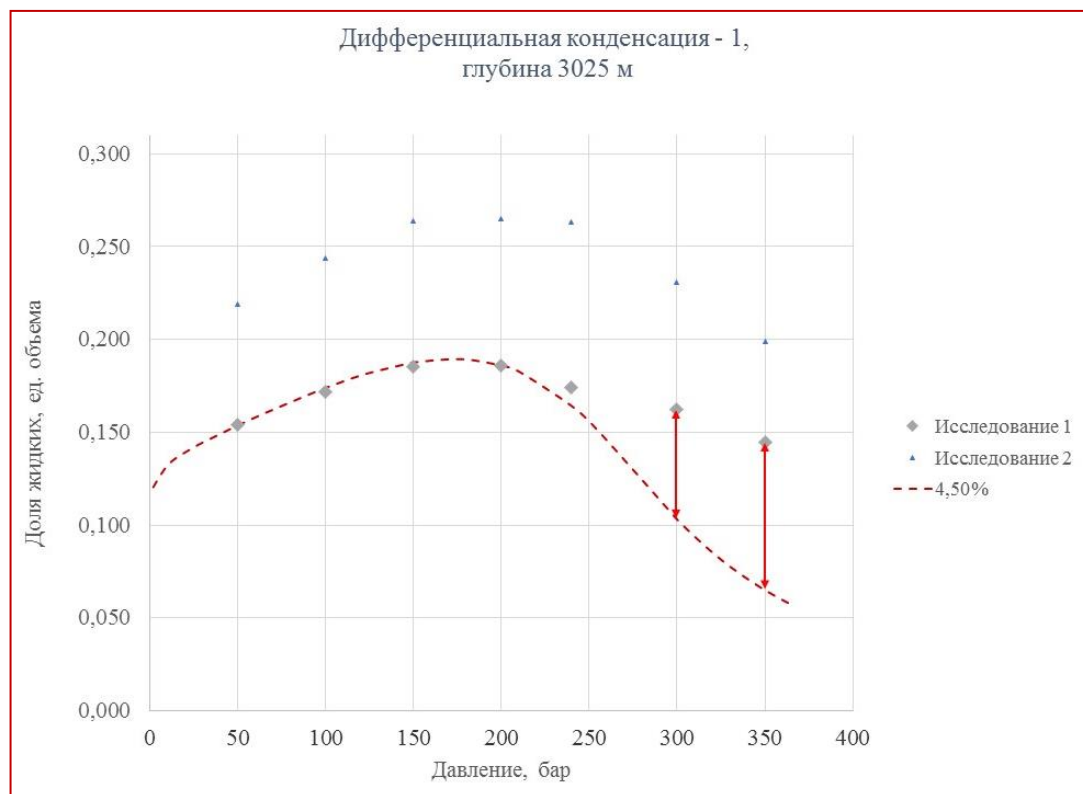
**Сравнительные данные  
дифференциальной конденсации  
рекомбинированных смесей  
Вуктыльского НГКМ  
(по исследованиям разных лет)**

Давление, бар	Жидкая фаза, % объема	
	Исследование 1	Исследование 2
350	14,49	19,90
300	16,25	23,10
240	17,43	26,30
200	18,60	26,50
150	18,52	26,40
100	17,15	24,40
50	15,40	21,90

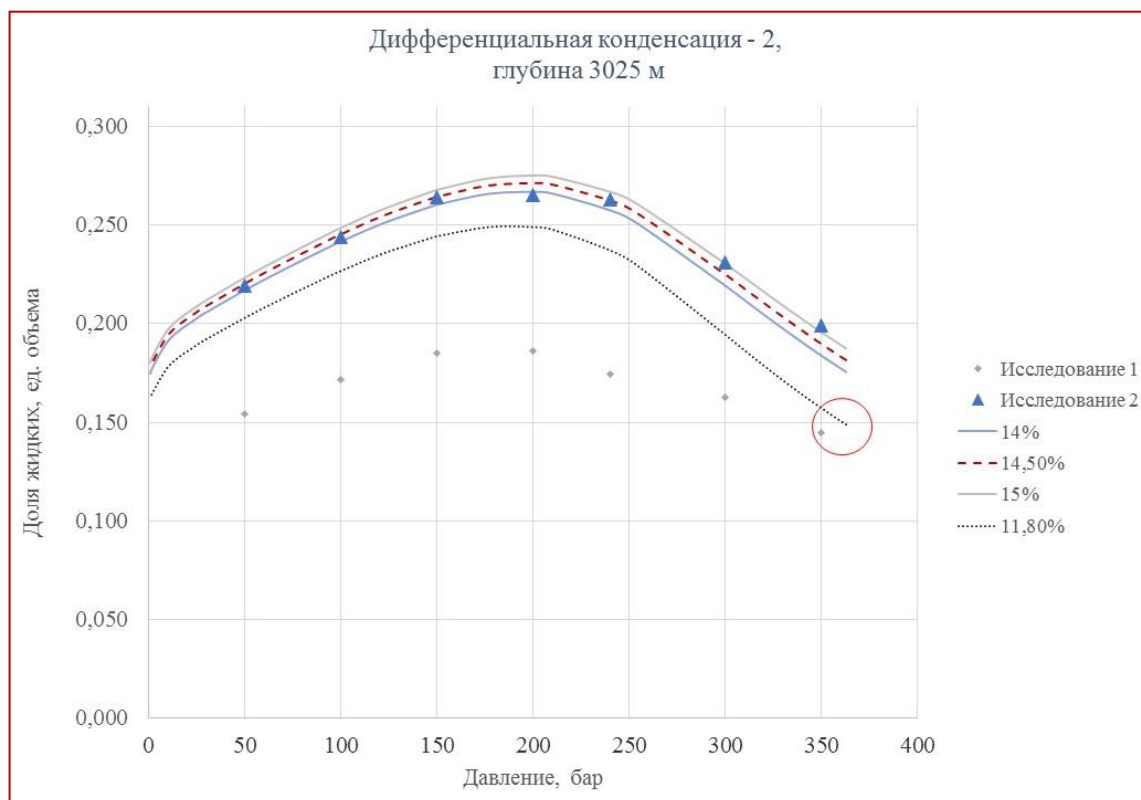
Критерием выбора служат усредненные исторические данные (см. ОТЧЕТ2014) по плотности дегазированной нефти нефтяной оторочки (скв. 53 Северо-Вуктыльского участка), которые следует соотносить с параметрами модельной смеси на глубине ГНК, то есть 3316 м. Они должны быть очень близки.

Для определения адекватной эксперименту доли жидкой фазы для глубины 3025 м и температуры 61,4 °С строились (при помощи стандартного PVT-модуля промышленного гидродинамического симулятора) кривые дифференциальной конденсации (CVD-test), подмешивая к равновесной паровой фазе молярные доли равновесной жидкой фазы, с шагом 0,5%, и добиваясь лучшего совпадения расчетных данных с данными лабораторных исследований. Результаты вычислительных экспериментов представлены на рис. 9 и 10 (рис. 10 – лучшие приближения).





**Рис. 9.** Сравнение данных (исследование 1) дифференциальной конденсации рекомбинированной смеси (г/к состав+нефть) с расчетными данными (CVD-test)



**Рис. 10.** Сравнение данных (исследование 2) дифференциальной конденсации рекомбинированной смеси (г/к состав+нефть) с расчетными данными (CVD-test)

Напомним, что при смешивании в любой мольной пропорции компонентного состава равновесных паровой и жидкой фаз их составы не изменяются после разделения на фазы. Меняются лишь объемы, занимаемые каждой фазой в зависимости от пропорции. Это следует из самого понятия равновесности, как состояния, характеризующегося равенством фугитивности, то есть «летучести», энергетической характеристики каждой из фаз.

Из представленного на рис. 9 графика следует, что наилучшее совпадение расчетов с данными дифференциальной конденсации рекомбинированной смеси (г/к+нефть) в исследовании 1 достигается лишь частично, только в диапазоне давлений ниже 250 бар, при мольной доле жидкой фазы 4,5%. Этой мольной доле в PVT-расчетах соответствует объемная доля 5,8% (стартовая точка красной пунктирной кривой). При значениях давления выше 250 бар расхождение становится слишком велико для того, чтобы можно было взять исследование 1 в качестве начального приближения расчетов.

По-иному обстоит дело с данными исследования 2 (см. рис. 10).

Из представленного на рис. 10 графика следует, что наилучшее совпадение с данными эксперимента дифференциальной конденсации рекомбинированной смеси г/к+нефть в исследовании 2 достигается при мольной доле жидкой фазы от 14% до 15% (в среднем 14,5%) практически во всем диапазоне давлений. Этой мольной доле 14,5% соответствует объемная доля 18,12% (стартовая точка красной пунктирной кривой). Следовательно, эту найденную

долю равновесной жидкой фазы и следует выбрать в качестве начального приближения.

Завершающим этапом является выбор доли жидкой фазы по плотности матричной нефти, точнее, по осредненной по времени плотности нефти ВНКМ. Информация по динамике параметров нефти в стандартных условиях (см. ОТЧЕТ2014 об исследованиях свойств флюидов ВНКМ), в частности, по исследованию нефти скв. 53, вскрывшей нефтяную оторочку Северо-Вуктыльского участка, представлена в табл. 12.

Светло-зеленым цветом в таблице выделены минимальные значения плотности дегазированной нефти (824–825–828 кг/м<sup>3</sup>), светло-коричневым – максимальные значения плотности дегазированной нефти (847–854–857 кг/м<sup>3</sup>). Исторически средним значением плотности является величина 835,5 кг/м<sup>3</sup>, причем какой-либо тренд не наблюдается. Таким образом, необходимо подобрать такую долю равновесной жидкой фазы на опорной глубине TVD 3316 м, то есть на ГНК, чтобы сепаратор-тест (SEP-test) PVT-модуля дал плотность дегазированной жидкости данного состава в стандартных условиях, максимально близкую к средней плотности нефти (835,5 кг/м<sup>3</sup>).

Выполнив несколько расчетов (в диапазоне мольных долей равновесной жидкой фазы от 11% до 16%), получаем серию вычисленных плотностей модельной дегазированной нефти для модельного пластового флюида на глубине 3316 м. Эти данные позволяют построить график зависимости плотности дегазированной углеводородной жидкости (нефти в ст.у.) от мольной доли пластовой нефти (ЖУВ), см. рис. 11.

Таблица 12

## Физико-химические свойства дегазированной нефти Северо-Вуктыльской нефтяной залежи

Номер скважины	Дата исследований	цвет	Плотность при 20 °С, г/см <sup>3</sup>	молекулярная масса	Вязкость при 20 °С, мм <sup>2</sup> /с	Компонентный состав, масс. %				
						асфальтены	смолы	парафины	масла	бензины
53	01.09.1978	-	0,854	242	14,31	0,04	5,21	6,35	71,15	17,25
	01.05.1979	-	0,831	200	5,80	0,13	3,80	5,31	57,96	32,80
	25.04.1984	-	0,816	174	-	0,50	3,50	4,00	53,02	38,98
	26.04.1992	-	0,830	181	-	0,28	1,42	0,73	66,39	31,18
	18.02.1993	-	0,833	196	5,44	0,21	4,21	0,48	62,00	33,10
	16.05.1994	-	0,847	212	7,47	0,72	3,96	0,52	62,84	31,96
	19.06.1995	-	0,829	197	6,40	0,06	1,24	3,90	66,00	28,80
	31.08.1997	-	0,824	181	-	-	-	-	-	-
	03.10.1999	-	0,825	193	-	0,23	1,94	2,29	61,58	33,96
	21.06.2000	-	0,829	197	6,40	0,06	1,24	3,90	66,00	28,80
	22.08.2002	-	0,828	197	6,40	0,06	1,24	3,90	66,00	28,80
	26.01.2004	т. корич.	0,837	194	6,72	0,08	1,50	5,10	63,50	29,82
	18.01.2008	т. корич.	0,835	196	6,98	0,07	1,40	5,40	62,80	30,33
	28.09.2009	т. корич.	0,837	195	9,50	0,05	1,60	6,30	63,20	28,85
	25.09.2010	т. корич.	0,847	203	11,03	0,10	1,36	6,50	56,04	36,00
	06.10.2011	т. корич.	0,841	200	11,00	0,19	2,42	5,8	63,59	28,00
	20.08.2012	т. корич.	0,839	200	10,82	0,18	3,73	4,94	63,15	28,00
	13.09.2013	т. корич.	0,857	200	14,39	0,10	1,29	3,54	65,07	30,00
Среднее			0,8355	197,7	8,76					

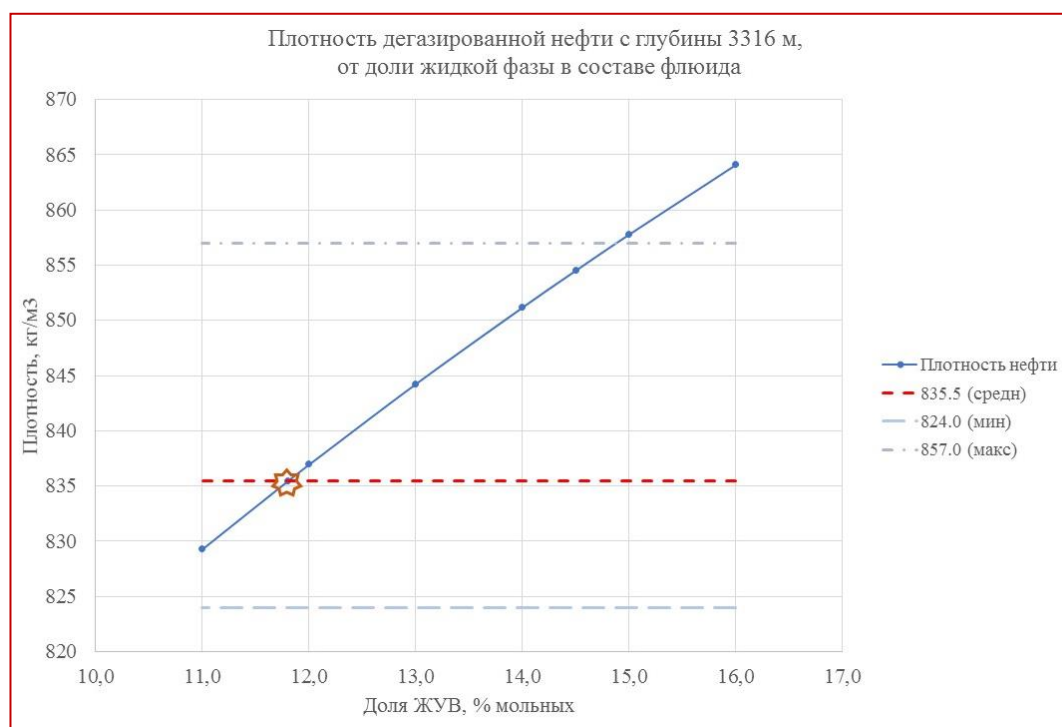


Рис. 11. Сравнение расчетных данных SEP-теста с осредненными данными плотности дегазированной нефти, выбор доли ЖУВ

Анализируя график на рис. 11, с достаточной степенью точности можно утверждать, что средней плотности нефти  $835,5 \text{ кг/м}^3$ , для модельного пластового флюида на глубине 3316 м, в наибольшей степени соответствует мольная доля равновесной жидкой фазы 11,8%, а этой мольной доле – объемная доля равновесной жидкой фазы 14,69% (стартовая точка черной пунктирной кривой на графике рис. 10), что с достаточно высокой точностью совпадает с начальной точкой исследования 1 (350 бар – 14,49%).

Зафиксируем объемную долю ЖУВ 14,69% для всех опорных глубин. Таким образом, объемная и мольная доли ЖУВ для опорных глубин теперь выглядят так, как в табл. 13. В табл. 13 также приведена расчетная плотность дегазированной нефти газонасыщенной части по опорным глубинам. Плотность нефти возрастает снизу вверх до глубины 2500 м, далее меняется вверх по разрезу уже незначительно.

*Примечание.* В качестве упрощения можно считать, что эта нефть на

поверхности, в стандартных условиях, по сути состояла бы из смеси легкого газового конденсата (жидкость в ст.у. плотностью около  $710 \text{ кг/м}^3$ ) и тяжелой дегазированной нефти газонасыщенной части пласта (жидкость в ст.у. плотностью около  $1050 \text{ кг/м}^3$ ).

Таблица 13

**Мольные доли ЖУВ и плотность  
модельной нефти,  
по опорным глубинам**

Глубина TVD, м	Доля ЖУВ, % объема (фикс.)	Доля ЖУВ, % мольных	Плотность дегазированной нефти, $\text{кг/м}^3$
2000	14,69	8,83	852,8
2250	14,69	10,46	853,5
2500	14,69	11,32	856,7
2750	14,69	11,58	851,7
3025	14,69	11,66	842,6
<b>3316</b>	<b>14,69</b>	<b>11,80</b>	<b>835,5</b>

Соответствующие табл. 13 составы пластового флюида Вуктыльского нефтегазоконденсатного месторождения для опорных глубин приведены в табл. 14.

Таблица 14

**Расширенные составы пластового флюида  
с объемной долей равновесной жидкой фазы 14,69%**

	<b>2000</b>	<b>2250</b>	<b>2500</b>	<b>2750</b>	<b>3025</b>	<b>3316</b>
1	2	3	4	5	6	7
N <sub>2</sub>	0,041176	0,042486	0,04412	0,045888	0,048032	0,050117
CO <sub>2</sub>	0,000299	0,00032	0,000349	0,000378	0,000408	0,000438
C <sub>1</sub>	0,761053	0,751709	0,742979	0,735342	0,727313	0,718483
C <sub>2</sub>	0,085183	0,085867	0,086362	0,086798	0,087315	0,087833
C <sub>3</sub>	0,029161	0,030995	0,032659	0,034289	0,035877	0,037652
iC <sub>4</sub>	0,0045	0,00458	0,004624	0,004645	0,004679	0,004704
nC <sub>4</sub>	0,005913	0,006616	0,007253	0,007869	0,00847	0,009118
iC <sub>5</sub>	0,001294	0,00142	0,001531	0,001644	0,001753	0,001882
nC <sub>5</sub>	0,001194	0,001268	0,001324	0,001373	0,001418	0,001473

Продолжение таблицы 14

1	2	3	4	5	6	7
C <sub>6</sub> P1	1,65E-02	1,75E-02	1,86E-02	1,95E-02	2,03E-02	2,14E-02
C <sub>6</sub> P2	2,42E-02	2,66E-02	2,85E-02	3,01E-02	3,17E-02	3,37E-02
C <sub>6</sub> P3	1,58E-02	1,70E-02	1,77E-02	1,81E-02	1,85E-02	1,89E-02
C <sub>6</sub> P4	5,43E-03	6,00E-03	6,09E-03	6,08E-03	6,04E-03	6,08E-03
C <sub>6</sub> P5	1,45E-03	2,35E-03	2,82E-03	3,08E-03	3,16E-03	3,29E-03
C <sub>6</sub> P6	1,19E-03	1,81E-03	2,12E-03	2,14E-03	2,07E-03	2,07E-03
<b>C<sub>6</sub>P7</b>	8,55E-04	1,14E-03	1,22E-03	1,23E-03	1,31E-03	1,37E-03
<b>C<sub>6</sub>P8</b>	1,06E-03	9,33E-04	8,59E-04	8,35E-04	8,38E-04	7,95E-04
<b>C<sub>6</sub>P9</b>	1,69E-03	7,88E-04	5,93E-04	5,17E-04	5,12E-04	4,83E-04
<b>C<sub>6</sub>P10</b>	2,17E-03	5,74E-04	3,49E-04	2,80E-04	2,62E-04	2,22E-04
ЖУВ, % мольных	8,83%	10,47%	11,32%	11,58%	11,66%	<b>11,80%</b>

В завершение статьи заметим, что для оценки запасов потребуется также ряд вспомогательных параметров, вычисляемых

в результате выполнения PVT-тестов для найденных расширенных составов паровой и жидкой фаз (табл. 15).

Таблица 15

**Расчетные параметры для оценки запасов свободного и растворенного газа, газового конденсата и нефти в газонасыщенной части ВНКМ**

Опорная глубина TVD	Пластовая температура	Пластовое давление	Коэффициент сжимаемости газа Z в пл.у.	Пересчитанный коэффициент FVF для свободного газа в сухой газ в н.у.	Объем 1 м <sup>3</sup> в пл.у. свободного газа в н.у., на сухой газ, 1/FVF	Газонефтяное отношение GOR для ЖУВ	Коэффициент объемного расширения (пересчитанный коэффициент FVF) для ЖУВ	Коэффициент усадки ЖУВ, 1/FVF	Плотность ЖУВ в ст.у.
м	К	МПа	ед.	пл.у.м <sup>3</sup> /н.у.м <sup>3</sup>	н.у.м <sup>3</sup> /пл.у.м <sup>3</sup>	н.у.м <sup>3</sup> /ст.у.м <sup>3</sup>	пл.у.м <sup>3</sup> /ст.у.м <sup>3</sup>	ст.у.м <sup>3</sup> /пл.у.м <sup>3</sup>	кг/м <sup>3</sup>
2000	315,2	32,80	0,9557	0,00326	306,748	160,5	1,395	0,717	999,8
2250	320,2	33,70	0,9723	0,00330	303,490	256,2	1,638	0,610	1042,9
2500	325,2	34,60	0,9889	0,00333	300,300	288,4	1,727	0,579	1062,0
2750	329,7	35,40	1,0055	0,00336	297,619	304,0	1,775	0,563	1061,7
<b>3025</b>	<b>334,6</b>	<b>36,29</b>	<b>1,0238</b>	<b>0,00339</b>	<b>294,638</b>	<b>313,2</b>	<b>1,796</b>	<b>0,557</b>	<b>1049,9</b>
3316	339,6	37,30	1,0431	0,00343	291,545	321,6	1,821	0,549	1042,3

*Замечание.* При переходе к оценке запасов следует учесть, что объемная доля ЖУВ, определенная в процессе термодинамического моделирования, отно-

сится лишь к эффективному поровому пространству, то есть к поровому пространству без учета остаточной воды.

Поскольку петрофизические зависимости Кво-Кп для Вуктыльского НГКМ отличаются для всех 5 выделенных ранее подсчетных объектов (II, III, IV, V, VI), то для экспресс-оценки запасов газа (свободного и растворенного), газового конденсата и нефти в газонасыщенной части требуется заполнить матрицу эффективных поровых объемов размерностью  $6 \times 5$  (здесь 6 – количество интервалов опорных глубин: с минимальным значением TVD – 1900 м, и максимальным значением TVD – 3350 м) и осуществить стандартный табличный пересчет с суммированием. Уточненную оценку запасов углеводородов можно получить, используя для сеточных вычислений и суммирования стандартные опции программного обеспечения 3D моделирования и вертикальную интерполяцию параметров (см. табл. 15).

### Результаты

В соответствии с описанной методикой, на этапе PVT-моделирования Вуктыльского НГКМ были найдены 6 пар равновесных составов (газ–жидкость), обеспечивающих наличие ЖУВ в газонасыщенной части ВНГКМ при начальных термобарических условиях.

Построение равновесных составов осуществлялось на основе анализа данных предыдущих исследований флюида Вуктыльского НГКМ и проектно-технической документацией, с разбивкой по 6 опорным этажам газоносности.

В составы были дополнительно введены четыре тяжелых фракции (с молекулярными весами выше, чем  $C_{40}$ ), ассоциированные с маслами и смолами нефтей ВНГКМ, их концентрации вычислены (подобраны) согласно гипотезе гамма-распределения с модой в районе компонентов  $C_8$ – $C_9$ ).

Данные составы характеризуются следующим:

а) давление начала конденсации (точка росы) паровой фазы совпадает с давлением насыщения (точка начала кипения) жидкой фазы и практически равно начальному пластовому давлению, при утвержденной температуре на опорных глубинах ВНГКМ;

б) начальное потенциальное содержание  $C_{5+}$  на сухой газ паровой фазы на каждой опорной глубине практически совпадает с данными предыдущих исследований флюида ВНГКМ и проектно-технической документации;

в) для каждой из шести опорных глубин «полка» кривой потенциального содержания  $C_{5+}$  на сухой газ паровой фазы в диапазоне от Рпл. до Рн.к. (по проектной документации) приближена «псевдополкой»;

г) для базовой глубины 3025 м кривая потенциального содержания  $C_{5+}$  на сухой газ паровой фазы для всего диапазона давлений близка к «эталонной» кривой из проектной документации;

д) расчетные кривые дифференциальной конденсации состава для глубины 3025 м, включающего 18,12% объема равновесной жидкой фазы (14,5% мольных) и 81,88% объема равновесной паровой фазы (85,5% мольных), надежно аппроксимируют экспериментальные данные дифференциальной конденсации рекомбинированной смеси (исследование 2) во всем диапазоне давлений. Незначительные расхождения при самых высоких давлениях, возможно, объясняются несовершенством используемой процедуры рекомбинации с частично дегазированной нефтью, либо наличием нафтеновых и ароматических фракций, не учитываемых в данной работе;

е) адаптацией осредненных промысловых данных (по плотности дегазированной нефти) получено объемное содержание (14,69%) и мольная доля пластовой нефти (11,8%) для глубины ГНК 3316 м, при которых численный эксперимент сепарации точно воспроизводит среднюю плотность добываемой нефти нефтяной оторочки. Предполагая эту объемную долю ЖУВ постоянной на всех опорных глубинах, вычислены прогнозные мольные

доли равновесной жидкой фазы для всех опорных глубин.

Таким образом, при помощи ряда численных экспериментов термодинамического моделирования (PVT) флюидальной системы ВНКМ по опорным глубинам подготовлены все необходимые данные для поинтервальной оценки запасов свободного и растворенного газа, газового конденсата и нефти в газонасыщенной части ВНКМ.

*Статья написана в рамках выполнения государственного задания (тема: «Совершенствование методов моделирования, лабораторных и промысловых исследований для создания новых технологий эффективного экологически чистого извлечения углеводородов в сложных горно-геологических условиях», № 122022800274-8).*

#### Литература

1. Petroleum geochemistry and source rock potential of carbonate rocks / Ed. by J.G. Palacas. Tulsa, OK: American Association of Petroleum Geologists, 1985. 214 p.
2. Жузе Т.П. Миграция углеводородов в осадочных породах. М.: Недра, 1986. 188 с.
3. Дмитриевский А.Н., Скибицкая Н.А., Зекель Л.А. и др. Состав и свойства природных высокомолекулярных компонентов газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений // Химия твердого топлива. 2010. № 3. С. 67–77.
4. Князева Т.Н. Закономерности изменения состава углеводородной продукции на поздней стадии разработки газоконденсатных месторождений с высоким этажом газоносности: Автореф. дис. ... канд. техн. наук. М., 1998. 19 с.
5. Долгушин Н.В. Методология изучения газоконденсатной характеристики нефтегазоконденсатных месторождений с высоким содержанием конденсата и большим этажом газоносности: Автореф. дис. ... докт. техн. наук. Ухта, 2007. 47 с.
6. Jhavery B.S., Youngren G.K. Three-parameter modification of the Peng–Robinson equation of state to improve volumetric predictions // SPE Reservoir Engineering. 1988. Vol. 3, No. 3. P. 1033–1040. <https://doi.org/10.2118/13118-PA>
7. Lake L.W. Enhanced oil recovery. Englewood Cliffs, NJ: Prentice Hall. 1989. 550 p.
8. Whitson C.H., Brulé M.R. Phase behavior. Richardson, TX: Society of Petroleum Engineers; Henry L. Doherty Memorial Fund of AIME, 2000. 233 p.
9. Брусиловский А.И. Фазовые превращения при разработке месторождений нефти и газа. М.: Грааль, 2002. 575 с.
10. Баталин О.Ю., Брусиловский А.И., Захаров М.Ю. Фазовые равновесия в системах природных углеводородов. М.: Недра, 1992. 272 с.

## Assessment of the content and composition of liquid hydrocarbons of matrix oil in the gas-saturated part of productive deposits of oil and gas condensate fields: the case of the Vuktyl oil and gas condensate field

D.V. Surnachev\*, N.A. Skibitskaya, I.M. Indrupskiy, M.N. Bolshakov

Oil and Gas Research Institute, Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia

E-mail: \*d\_surnachev@ipng.ru

**Abstract.** The article is devoted to clarifying the fluid composition of oil and gas condensate fields in the gas-saturated part of which there is matrix oil in the initial state. The research resulted in the creation of a thermodynamic model.

**Keywords:** resource base, carbonate reservoir, thermodynamic equilibrium, component composition, equation of state, gas condensate, matrix oil.

**Citation:** Surnachev D.V., Skibitskaya N.A., Indrupskiy I.M., Bolshakov M.N. Assessment of the content and composition of liquid hydrocarbons of matrix oil in the gas-saturated part of productive deposits of oil and gas condensate fields: the case of the Vuktyl oil and gas condensate field // Actual Problems of Oil and Gas. 2022. Iss. 1(36). P. 42–65. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2022-36.art3> (In Russ.).

### References

1. Petroleum geochemistry and source rock potential of carbonate rocks / Ed. by J.G. Palacas. Tulsa, OK: American Association of Petroleum Geologists, 1985. 214 p.
2. Zhuze T.P. Migration of hydrocarbons in sedimentary rocks. Moscow: Nedra, 1986. 186 p. (In Russ.).
3. Dmitrievskii A.N., Skibitskaya N.A., Zekel' L.A. et al. Composition and properties of the natural high-molecular-weight components of gas condensate and oil-gas condensate fields // Solid Fuel Chemistry. 2010. Vol. 44, No. 3. P. 203–212. <https://doi.org/10.3103/S0361521910030109>
4. Knyazeva T.N. Regularity of changes in the hydrocarbon products composition at a late stage of development of gas condensate fields with a large level of gas content: Synopsis of Ph.D. thesis. Moscow, 1998. 18 p. (In Russ.).
5. Dolgushin N.V. Methodology for studying the gas condensate characteristics of oil and gas condensate fields with a high condensate content and a large level of gas content: Synopsis of Doctoral thesis. Ukhta, 2007. 47 p. (In Russ.).
6. Jhavery B.S., Youngren G.K. Three-parameter modification of the Peng–Robinson equation of state to improve volumetric predictions // SPE Reservoir Engineering. 1988. Vol. 3, No. 3. P. 1033–1040. <https://doi.org/10.2118/13118-PA>
7. Lake L.W. Enhanced oil recovery. Englewood Cliffs, NJ: Prentice Hall. 1989. 550 p.
8. Whitson C.H., Brulé M.R. Phase behavior. Richardson, TX: Society of Petroleum Engineers; Henry L. Doherty Memorial Fund of AIME, 2000. 233 p.
9. Brusilovsky A.I. Phase transformations in the development of oil and gas fields. Moscow: Graal, 2002. 575 p. (In Russ.).
10. Batalin O.Yu., Brusilovsky A.I., Zakharov M.Yu. Phase equilibria in natural hydrocarbon systems. Moscow: Nedra, 1992. 272 p. (In Russ.).