

DOI: [https://doi.org/10.17353/2070-5379/27\\_2017](https://doi.org/10.17353/2070-5379/27_2017)

УДК 553.98(470.1)

**Сенин С.В.**Общество с ограниченной ответственностью «Тимано-Печорский научно-исследовательский центр» (ООО «ТП НИЦ»), Ухта, Россия, [senin@tpnic.ru](mailto:senin@tpnic.ru)**Савельева А.А.**Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть» в г. Перми, Пермь, Россия, [ASavelieva@lk.lukoil.com](mailto:ASavelieva@lk.lukoil.com)

## ДИАГНОСТИКА ФАЗОВОГО СОСТАВА ЗАЛЕЖЕЙ УГЛЕВОДОРОДОВ ЮЖНОЙ ЧАСТИ ДЕНИСОВСКОГО ПРОГИБА

*В Денисовском прогибе Тимано-Печорского бассейна выявлен ряд крупных, средних и мелких нефтяных и газоконденсатных месторождений и имеется обширный фонд структур, подготовленных к глубокому бурению. Притоки нефтей и газов получены зачастую в одинаковых гипсометрических условиях в близкорасположенных скважинах. Целостная модель, объясняющая данное явление и позволяющая прогнозировать фазовый состав ожидаемых залежей, до сих пор представлена не была. Для решения указанной проблемы изучены генетические предпосылки формирования залежей углеводородов в рассматриваемом районе. Рассмотрены условия испытания скважин и отбора проб флюидов. Проанализированы сведения о составе жидких и газовых компонентов пластовых углеводородных систем и выполнено расчетное моделирование фазового состава залежей.*

*Впервые в Тимано-Печорской провинции выделены летучие нефти, дано их описание в сравнении с «традиционными» нефтями. Представлена альтернативная модель фазового состава некоторых ранее выявленных залежей. Указаны оптимальные для юга Денисовского прогиба и аналогичных районов условия опробования и испытания скважин и отбора проб пластовых флюидов.*

**Ключевые слова:** *глубокозалегающие отложения, летучая нефть, газоконденсат, газосодержание, углеводородный состав, фазовый состав залежей, Денисовский прогиб.*

Денисовский прогиб представляет собой крупную тектоническую структуру I порядка площадью более 30 тыс. км<sup>2</sup>, пересекающую центральную часть Тимано-Печорской плиты в субмеридиональном направлении в пределах как сухопутной, так и акваториальной частей. Согласно схеме нефтегазогеологического районирования, территория прогиба входит в состав Печоро-Колвинской нефтегазоносной области (НГО) и включает в себя Лайско-Лодминский и Шапкина-Юрьяхинский нефтегазоносные районы (НГР). В настоящее время в прогибе выявлено 22 месторождения углеводородов (УВ) (рис. 1).

На Государственном балансе запасов в пределах Денисовского прогиба числятся нефтяные (Верхнелайское (D<sub>3f1</sub>), Командиршорское и Западно-Командиршорское (D<sub>2</sub>), Северо-Командиршорское (D<sub>3риф</sub>), Тибейвисское (D<sub>3fm</sub>) и другие) и газоконденсатные месторождения (крупные Лаявожское (C<sub>3</sub>, P<sub>1</sub>, T<sub>1</sub>), Кумжинское (C<sub>2-3</sub>, P<sub>2</sub>, T<sub>1</sub>), мелкие Западно-Командиршорское-II (S<sub>1</sub>), Верхнеамдермаельское (D<sub>3fm</sub>) и другие).

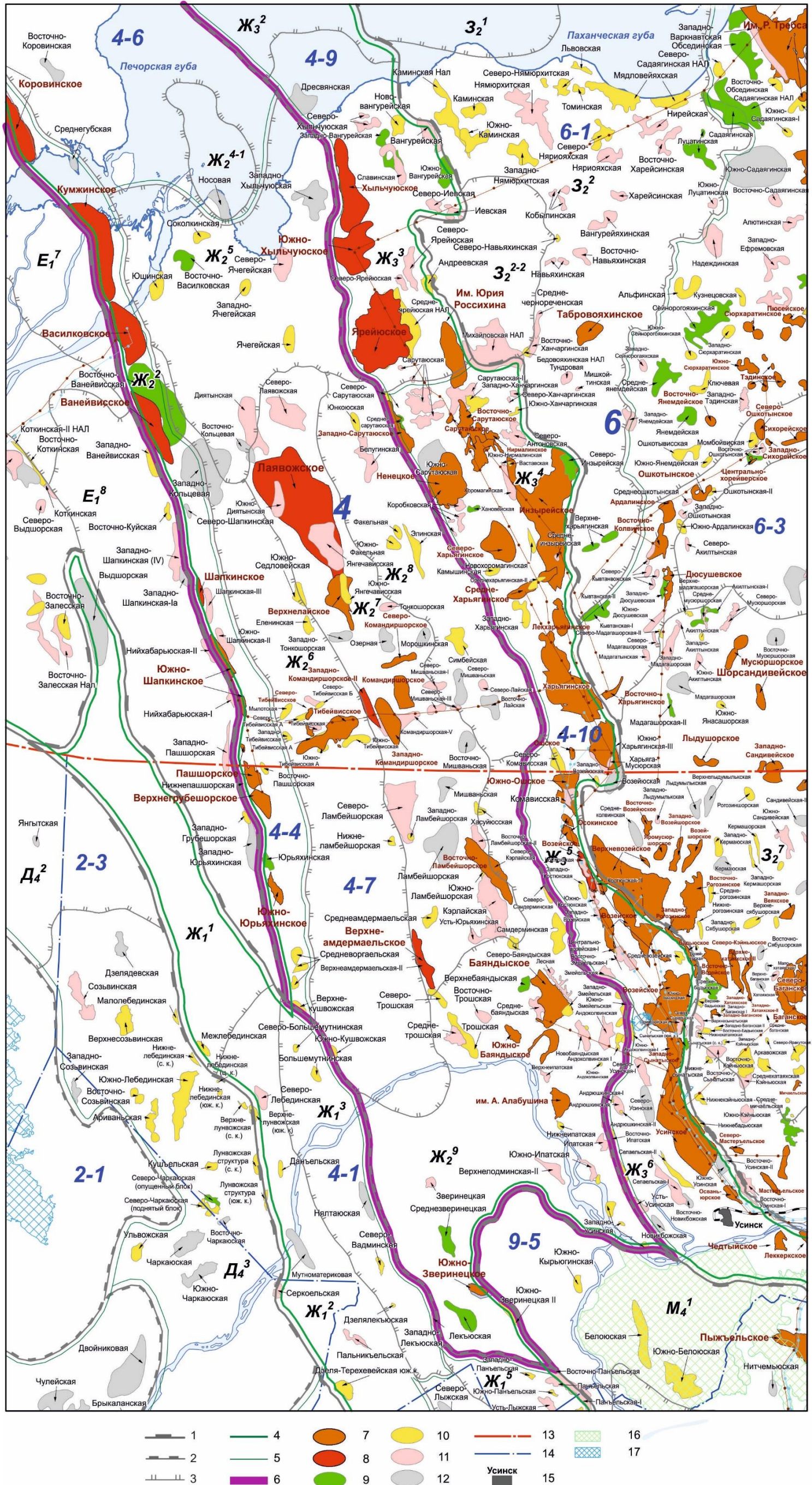


Рис. 1. Обзорная карта Денисовского прогиба

Усл. обозначения к рис 1. 1-3 – границы тектонических элементов: 1 – надпорядковых, 2 – I порядка, 3 – II порядка, 4 – границы НГО, 5 – границы НГР, 6 – контур Денисовского прогиба, 7-8 – месторождения, 7 – нефтяные, 8 – газоконденсатные, газоконденсатнонефтяные, газовые (фазовый состав месторождений – в соответствии с Государственным балансом запасов), 9-12 – локальные структуры: 9 – в бурении, 10 – выявленные, 11 – подготовленные к бурению, 12 – выведенные из бурения с отрицательным результатом, 13-14 – административные границы: 13 – Республики Коми, 14 – муниципальных районов, 15 – населенные пункты, 16-17 – особо охраняемые природные территории: 16 – заказники комплексные, 17 – заказники ихтиологические.

Тектонические элементы: Д - Ижма-Печорская синеклиза, Д<sub>4</sub> - Восточный борт Ижма-Печорской синеклизы, Д<sub>4</sub><sup>2</sup> - Янгытская ступень, Д<sub>4</sub><sup>3</sup> - Кипиевская ступень, Е - Малоземельско-Колзуевская моноклираль, Е<sub>1</sub> - Нарьян-Марская моноклираль, Е<sub>1</sub><sup>7</sup> - Харицейская депрессия, Е<sub>1</sub><sup>8</sup> - Западно-Шапкинская приразломная депрессия, Ж - Печоро-Колвинский авлакоген, Ж<sub>1</sub> - Печоро-Кожвинский мегавал, Ж<sub>1</sub><sup>1</sup> - Лебединский вал, Ж<sub>1</sub><sup>2</sup> - Мутноматериковый вал, Ж<sub>1</sub><sup>3</sup> - Нянтаюская ступень, Ж<sub>1</sub><sup>5</sup> - Печорогородская ступень, Ж<sub>2</sub> - Денисовский прогиб, Ж<sub>2</sub><sup>4-1</sup> - Болванский выступ, Ж<sub>2</sub><sup>5</sup> - Усть-Печорская депрессия, Ж<sub>2</sub><sup>6</sup> - Тибейвисская депрессия, Ж<sub>2</sub><sup>7</sup> - Лайский вал, Ж<sub>2</sub><sup>8</sup> - Верхнелайская депрессия, Ж<sub>2</sub><sup>9</sup> - Лодминская перемычка, Ж<sub>3</sub> - Колвинский мегавал, Ж<sub>3</sub><sup>2</sup> - Ходоварихинская ступень, Ж<sub>3</sub><sup>3</sup> - Ярейюский вал, Ж<sub>3</sub><sup>4</sup> - Харьягинский вал, Ж<sub>3</sub><sup>5</sup> - Возейский вал, Ж<sub>3</sub><sup>6</sup> - Усинский вал, З - Хорейверско-Печороморская синеклиза, З<sub>2</sub> - Хорейверская впадина, З<sub>2</sub><sup>1</sup> - Кошкинская котловина, З<sub>2</sub><sup>2</sup> - Чернореченская ступень, З<sub>2</sub><sup>2-2</sup> - Западно-Нямюрхитская мульда, З<sub>2</sub><sup>7</sup> - Сандивейское поднятие, М - Предуральский краевой прогиб, М<sub>4</sub> - Большесынинская впадина, М<sub>4</sub><sup>1</sup> - Нитчемью-Сынинская ступень.

Нефтегазоносные области и районы: 2 - Ижма-Печорская НГО, 2-1 - Тобышко-Нерицкий НГР, 2-3 - Седуяхинско-Кипиевский НГР, 4 - Печоро-Колвинская НГО, 4-1 - Мутноматериково-Лебединский НГР, 4-4 - Шапкина-Юрьяхинский НГР, 4-6 - Носовой НГР, 4-7 - Лайско-Лодминский НГР, 4-9 - Ярейюский НГР, 4-10 - Харьяга-Усинский НГР, 6 - Хорейверская НГО, 6-1 - Чернореченский НГР, 6-3 - Колвависовский НГР, 9 - Северо-Предуральская НГО, 9-5 - Большесынинский НГР.

Выявление на территории прогиба нефтяных и газоконденсатных скоплений сформировало бытующее представление о существенно газовом характере продуктивности Денисовского прогиба. За последнее десятилетие компанией ООО «Лукойл-Коми» в Денисовском прогибе открыты крупное Восточно-Ламбейшорское, средние по запасам Баяндыское, им. А. Алабушина и мелкое Южно-Баяндыское нефтяные месторождения в отложениях фамена и карбона. Эти открытия явились одним из самых значительных успехов геологоразведки в Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции за четверть века и предопределили развитие целого направления геологоразведочных работ на ближайшую перспективу, связанного с юго-восточной частью Лайско-Лодминского НГР. В данном районе компания «ЛУКОЙЛ-Коми» располагает значительным фондом подготовленных к бурению локальных структур с перспективными объектами преимущественно в отложениях фамена, а также нижней перми, карбона, нижнего силура и верхнего ордовика. Наиболее глубокопогруженные подготовленные объекты расположены на глубинах 4300-4800 м. На этих глубинах, согласно Государственному балансу запасов, сосредоточены как нефтяные, так и газоконденсатные скопления, при этом целостная модель распределения залежей различного фазового состава ранее никем не представлена.

Наибольшее число залежей на юге Денисовского прогиба связано с доманиково-турнейским нефтегазоносным комплексом (НГК). Нефти данных залежей обычно однородны по составу и свойствам (рис. 2).

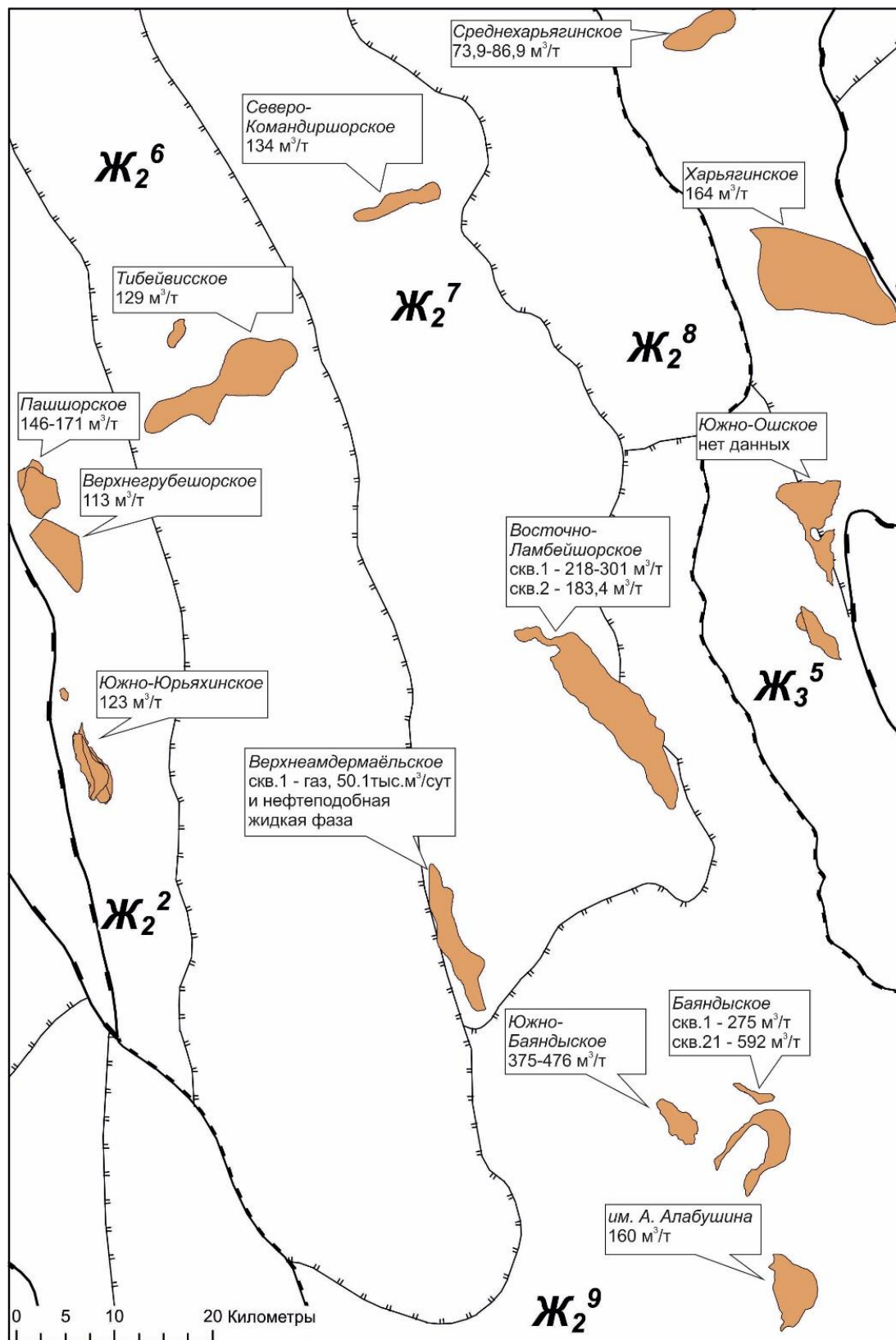


Рис. 2. Газосодержание пластовых нефтей доманиково-турнейского нефтегазоносного комплекса южной части Денисовского прогиба и Колвинского мегавала

Усл. обозначения см. на рис. 1.

Газосодержание в залежах Шапкина-Юрьяхинского НГР составляет 113-171 м<sup>3</sup>/т с максимумом в надрифовой Пашшорского месторождения. В Лайско-Лодминском НГР пластовые нефти Северо-Командиршорского и Тибейвисского месторождений содержат примерно одинаковое количество растворённого газа – 134 м<sup>3</sup>/т и 129 м<sup>3</sup>/т соответственно. В соседнем Харьяга-Усинском НГР диапазон газосодержаний примерно тот же – от 73,9 м<sup>3</sup>/т на Среднехарьягинском месторождении, до 164 м<sup>3</sup>/т в сирачойской залежи собственно Харьягинского месторождения. Таким образом, умеренные газосодержания пластовых нефтей доманиково-турнейского НГК образуют региональную тенденцию. Из наблюдаемой закономерности выпадают нефтяные залежи Баяндыского и Восточно-Ламбейшорского месторождений в задонских отложениях (табл. 1), а также залежь в фаменских отложениях Верхнеамдермаэльского месторождения, числящаяся в Государственном балансе как газоконденсатная. В перечисленных нефтяных залежах наблюдаются контрастные вариации газосодержания и давления насыщения не только в близко расположенных, но и в одних и тех же скважинах на одинаковых глубинах.

Таблица 1

**Свойства пластовых нефтей Денисовского прогиба**

Скважина, глубина	Флюид, условия отбора	Рпл., МПа	Рнас., МПа	Газосодержание, м <sup>3</sup> /т	Объемный коэффициент
1-Баяндыская, 3858-3881 м	нефть, в процессе испытания в динамике	42,19	27,37	290,4	1,67
21-Баяндыская, 4089-4102 м	нефть, в процессе испытания в статике	42,11	33,64	599,1	2,23
28-Баяндыская, 4108-4126, 4132-4148 м	через 11 часов работы нефтью из скважины пошёл газ	нет сведений	нет сведений	нет сведений	нет сведений
1-Восточно-Ламбейшорская, 3646,1 м	нефть, MDT в процессе бурения	38,65	23,9	218,4	1,47
1-Восточно-Ламбейшорская, 3643-3696 м	нефть, в процессе испытания	38,65	32,0	300,8	1,64
2-Восточно-Ламбейшорская, 3656-3712 м	нефть, в процессе испытания	38,65	24,1	183,4	1,42
2-Северо-Ипатская (им. А. Алабушина), 3780-3806,4 м	нефть, в процессе испытания в динамике	40,77	22,6	160,4	1,31

*Примечание: значения газосодержания и объемного коэффициента приведены по результатам однократного разгазирования при пластовой температуре.*

На Верхнеамдермаэльском месторождении из скважины-первооткрывательницы 1 при кратковременном испытании (первые часы работы) на продуктивность в интервалах 4366-4375, 4389-4397, 4403-4415 м получен приток газа дебитом до 50,1 тыс. м<sup>3</sup>/сут через штуцер диаметром 11 мм. Совместно с газом из скважины выносилась нефтеподобная жидкая фаза, которая первично определена как конденсат. На основе данных испытания при подсчете запасов принята однофазная газоконденсатная модель залежи.

Полностью аналогичная картина имела место на Западно-Командиршорском-II месторождении. При испытании в скв. 52-Командиршор интервала 4502-4592 м карбонатов нижнего силура, выходящих под тиманско-саргаевскую покрывку, получен приток газа дебитом 10,1 тыс.м<sup>3</sup>/сут и нефтеподобной жидкой фазы через штуцер диаметром 5 мм. Государственным балансом залежь так же учтена как однофазная газоконденсатная. При этом на соседнем (удаленном на 2 км) Западно-Командиршорском месторождении в скв. 2-Командиршор, на отметках около 100 м выше в отложениях среднего девона – нижнего франа под той же тиманско-саргаевской покрывкой установлена залежь нефти с газосодержанием 258 м<sup>3</sup>/т.

Таким образом, на фоне умеренных или повышенных газосодержаний пластовых нефтей доманиково-турнейского НГК (113-171 м<sup>3</sup>/т) и среднедевонско-среднефранского НГК (до 258 м<sup>3</sup>/т) выделяются Баяндыское и Восточно-Ламбейшорское месторождения с высокими и закономерно варьирующими газосодержаниями (до 599,1 м<sup>3</sup>/т), а также Верхнеамдермаэльское и Западно-Командиршорское-II месторождения, числящиеся в Государственном балансе как газоконденсатные.

Попытки истолковать данное явление с генетической точки зрения показывают, что в южной части Денисовского прогиба существенные предпосылки для образования сингенетичных газоконденсатных залежей отсутствуют. Доманиково-турнейский НГК содержит богатые нефтегазоматеринские породы, представленные относительно глубоководными кремнисто-карбонатными отложениями среднефранско-фаменского возраста – доманикитами. Специфика керогена доманикитов, сложенного остатками одноклеточных водорослей и зоопланктона, предопределяет его высокий генерационный потенциал по нефти и малый - по газу [Нефтегазообразование в отложениях..., 1986]. Катагенез рассеянного органического вещества в основании доманиково-турнейского НГК в Денисовском прогибе в основном соответствует стадии МК<sub>3</sub>, и лишь в наиболее погруженной небольшой по площади части – Тибейвисской депрессии – достигает стадий МК<sub>4</sub> и МК<sub>5</sub> [Данилевский, Складорова, Трифачев, 2003; Органическая геохимия..., 2008]. Следовательно, в отложениях доманиково-турнейского НГК полностью реализовалась только главная фаза нефтеобразования, а фаза газообразования - нет. Дополнительное количество УВ газа могло

образоваться в результате термической деструкции (крекинга) нефтей в палеозалежах. Но данное количество газа вряд ли являлось большим по причине ограниченности территорий, на которых мог проявиться крекинг. Таким образом, в доманиково-турнейском НГК Денисовского прогиба с генетических позиций можно ожидать только нефтяные залежи, что не соотносится с получением притоков УВ газов. Условия нефтегазогенерации в нижележащих НГК изучены гораздо слабее. При этом, материнские породы, способные к генерации значительных объемов газа, в них так же не выявлены.

Для объяснения указанного противоречия проведена альтернативная диагностика фазового состояния пластовых флюидов Денисовского прогиба с применением нефте- и газогеохимических критериев. Известно, что фазовый состав высоко газонасыщенных пластовых флюидов (с содержанием газа 270-620 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>) затруднительно диагностировать по газосодержанию, плотности в стандартных условиях, цвету [Кронквист, 1979]. Действительно, нефти Денисовского прогиба зачастую обладают плотностями менее 0,8000 кг/м<sup>3</sup> и практически не содержат асфальтенов и смол (табл. 2). Некоторые из них полупрозрачные, жёлто-коричневого цвета. И наоборот, флюиды, первоначально диагностированные как конденсаты, имеют плотность до 0,8099 кг/м<sup>3</sup>, содержание асфальтенов достигает 0,66 %масс., смол – 3,28 %масс.

Ранее на примере двухфазных залежей Кыртаёльско-Печорогородского НГР установлено, что нефти и конденсаты можно уверенно различать по темпу отгона светлых фракций [Склярова, 2007]. В конденсатах последний достигает максимума 0,46 %об. на 1°С в области температур отгона 75-100°С, с последующим плавным снижением. Для нефтей темп отгона значительно ниже и варьирует в пределах 0,18-0,32 %об. на 1°С во всем диапазоне температур кипения.

Применяя данный критерий для УВ флюидов Денисовского прогиба, также можно наблюдать их значительную дифференциацию (рис. 3). Нефти сирачойской залежи Северо-Командиршорского месторождения имеют темп отгона 0,2-0,3 %об./1°С, что типично для нефтей (см. рис. 3а). УВ Верхнеамдермаёльского и Западно-Командиршорского-II месторождений имеют «конденсатный» характер разгонки: темп отгона обнаруживает чётко выраженный максимум 0,4-0,6 %об./1°С в диапазоне 80-180°С (см. рис. 3б, в). При этом нефти Баяндыского и Восточно-Ламбейшорского месторождений, в зависимости от способа отбора проб, проявляют себя либо как нефти, либо как конденсаты. Устьевые пробы из скважин 1-Баяндыская и 4-Восточно-Ламбейшорская имеют типично «нефтяной» вид графиков разгонки с темпами отгона в пределах 0,35 %об./1°С.

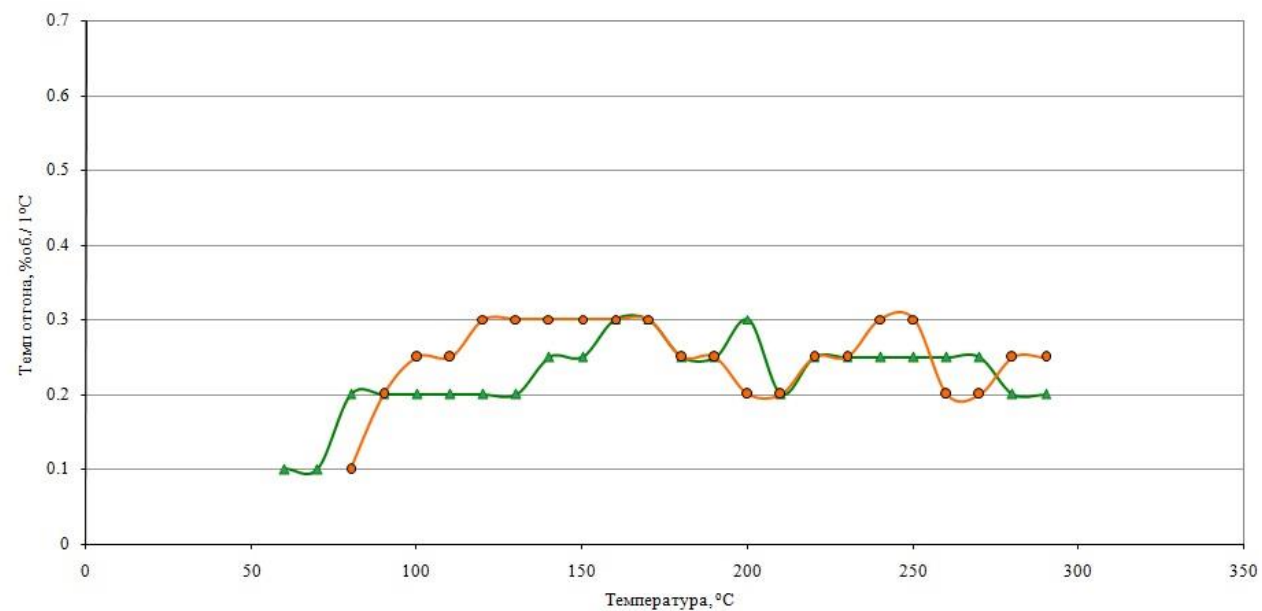
Таблица 2

## Физико-химические свойства разгазированных углеводородных флюидов Денисовского прогиба

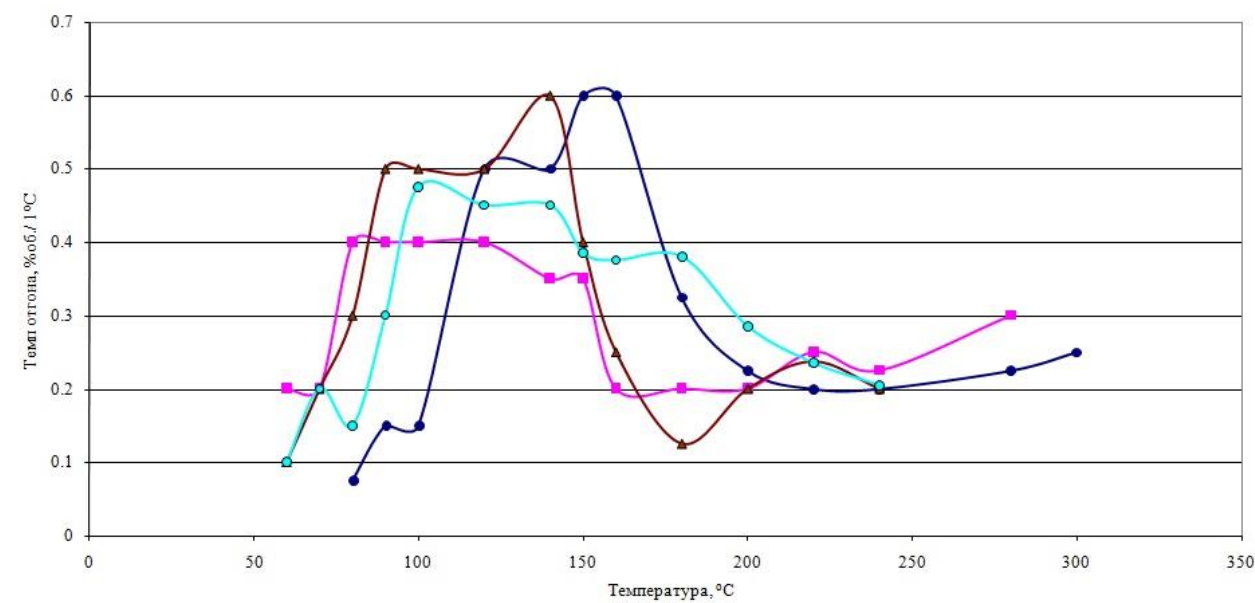
Месторождение, возраст	Номер скважины	Глубина, м	Плотность при 20°C, г/см <sup>3</sup>	Вязкость при 20°C, мм <sup>2</sup> /с	Фракционный состав				Компонентный состав, % масс.			Сера, % масс.	
					Тнк, °C	Выкипает до °C, % об.				парафины	смолы		асфальтены
						100	150	200	300				
Баяндыское, D <sub>3zd</sub>	1	3809-3848	0,8000	2,96	45	11,0	25,0	40,0	63,5	2,89	3,76	0,62	0,33
	21	4089-4102	0,8082	3,69	69	2,0	20	35	60,5	3,88	3,52	0,13	0,31
Верхнеамдермаэльское, D <sub>3f3</sub>	1	4426-4447	0,8066	3,28	48	14,0	33,5	45,0	69,0	4,59	3,28	0,60	0,26
	1	4366-4415	0,8028	3,01	68	4,5	24,5	44,2	71,0	8,83	1,15	0,38	0,67
	1	4342-4421	0,7980	2,90	66	4,0	30,0	47,0	69,0	4,26	0,99	0,08	0,14
Восточно-Ламбейшорское, D <sub>3zd</sub>	1	3643-3696	0,8280	6,04	58	4,8	18,0	30,5	58,0	6,22	3,12	0,14	0,48
	4	3723,0-3759,3	0,8188	4,17	74	3,5	18,0	32,5	56,5	2,28	3,26	0,55	0,27
Западно-Командиршорское, D <sub>2</sub>	51-Команд.	4375-4457	0,8098	не опред.	72	4,0	16,0	31,0	54,0	13,50	1,88	0,19	0,05
Западно-Командиршорское-II, S <sub>1</sub>	52-Команд.	4501-4599	0,8066	2,68	52	6,0	23,0	42,0	76,0	1,51	3,12	0,66	0,13
Командиршорское, D <sub>2</sub>	4-С.Команд.	4317-4388	0,8163	7,49	82	1,0	15,0	29,5	52,5	7,04	1,52	0,46	0,06
Северо-Командиршорское, D <sub>3src</sub>	1-С.Команд.	3920-3939	0,8119	4,89	62	5,0	17,0	32,0	58,0	4,88	1,58	0,31	0,23



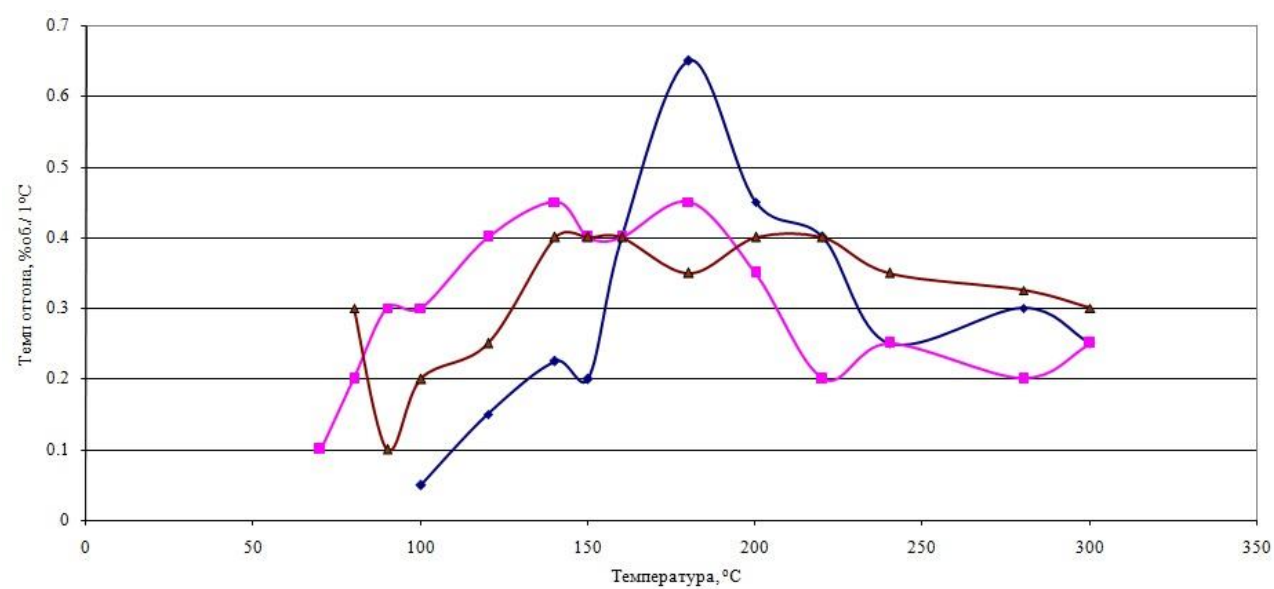
а



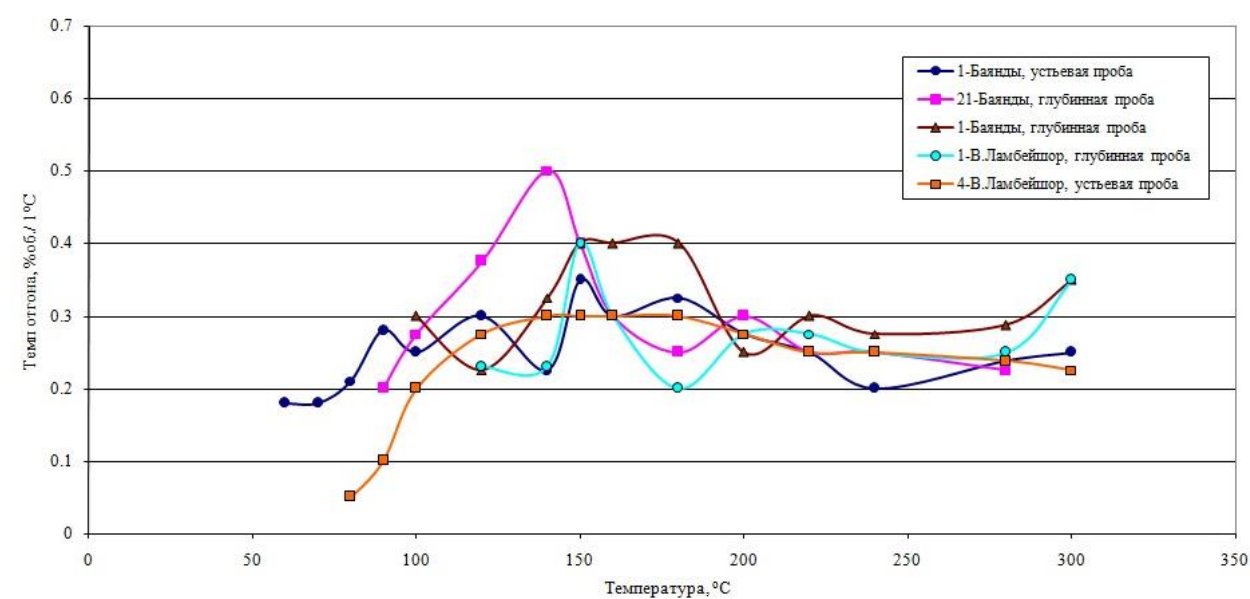
в



б



г



**Рис. 3. Темп отгона светлых фракций жидких углеводородных флюидов Денисовского прогиба**

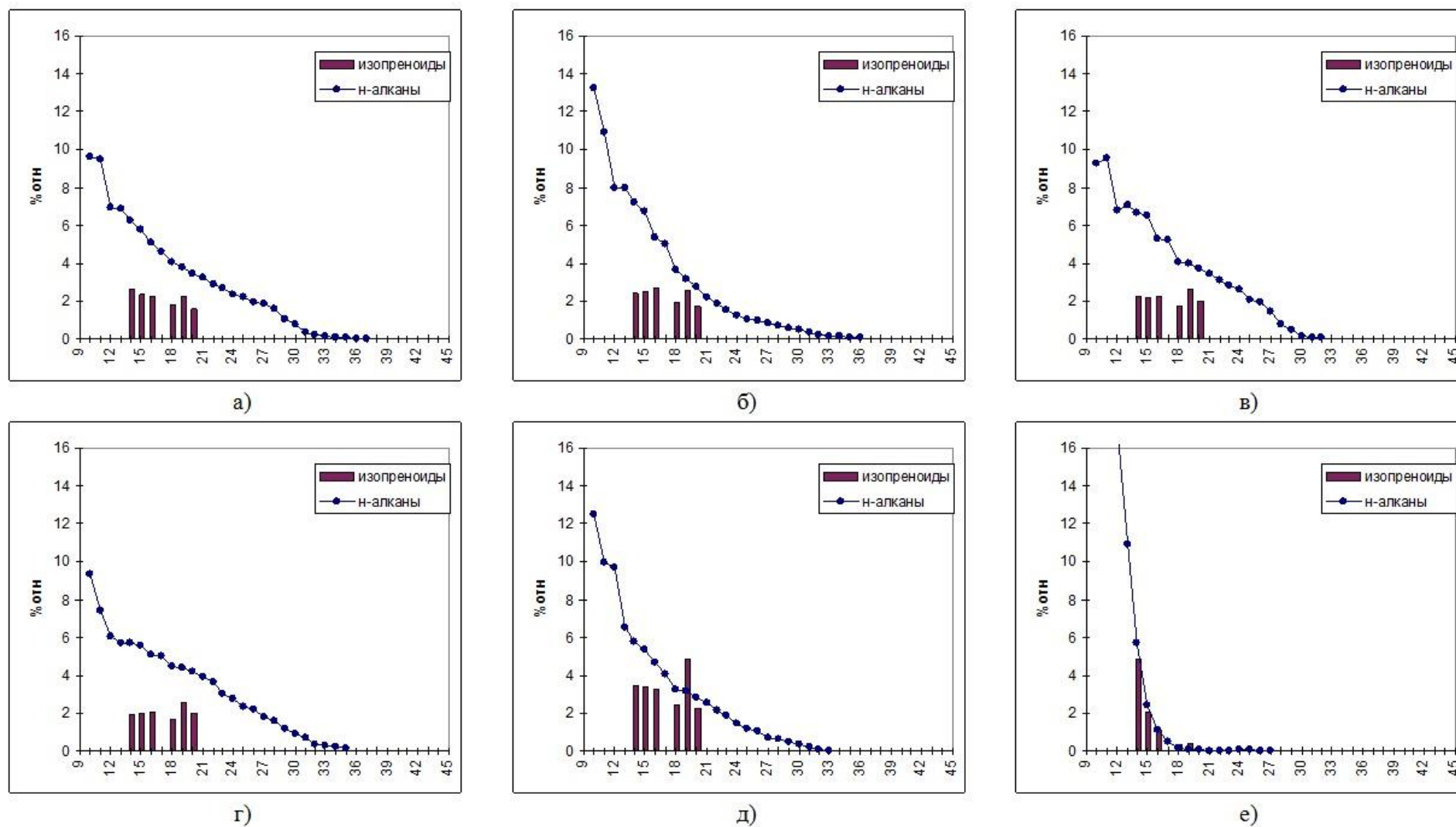
Месторождения: а – Северо-Командиршорское, б - Западно-Командиршорское-II, в - Верхнеамдермаïское, г - Байдытское и Восточно-Ламбейшорское.

Глубинные пробы нефти из скважин 1-Баяндыская, 21-Баяндыская и 1-Восточно-Ламбейшорская, напротив, имеют выраженные экстремумы на графиках темпа отгона на уровне 0,4-0,5 %об./1°С в диапазоне 140-180°С (см. рис. 3г), что приближает их к конденсатам.

Различие фракционного состава устьевых и глубинных проб нефтей Баяндыского и Восточно-Ламбейшорского месторождений даёт основания предположить, что причина этого явления в различных условиях отбора проб. Вероятно, что и конденсатоподобные фракционные составы УВ флюидов Верхнеамдермаёльского и Западно-Командиршорского-II месторождений являются не природными особенностями, а следствием техногенных факторов.

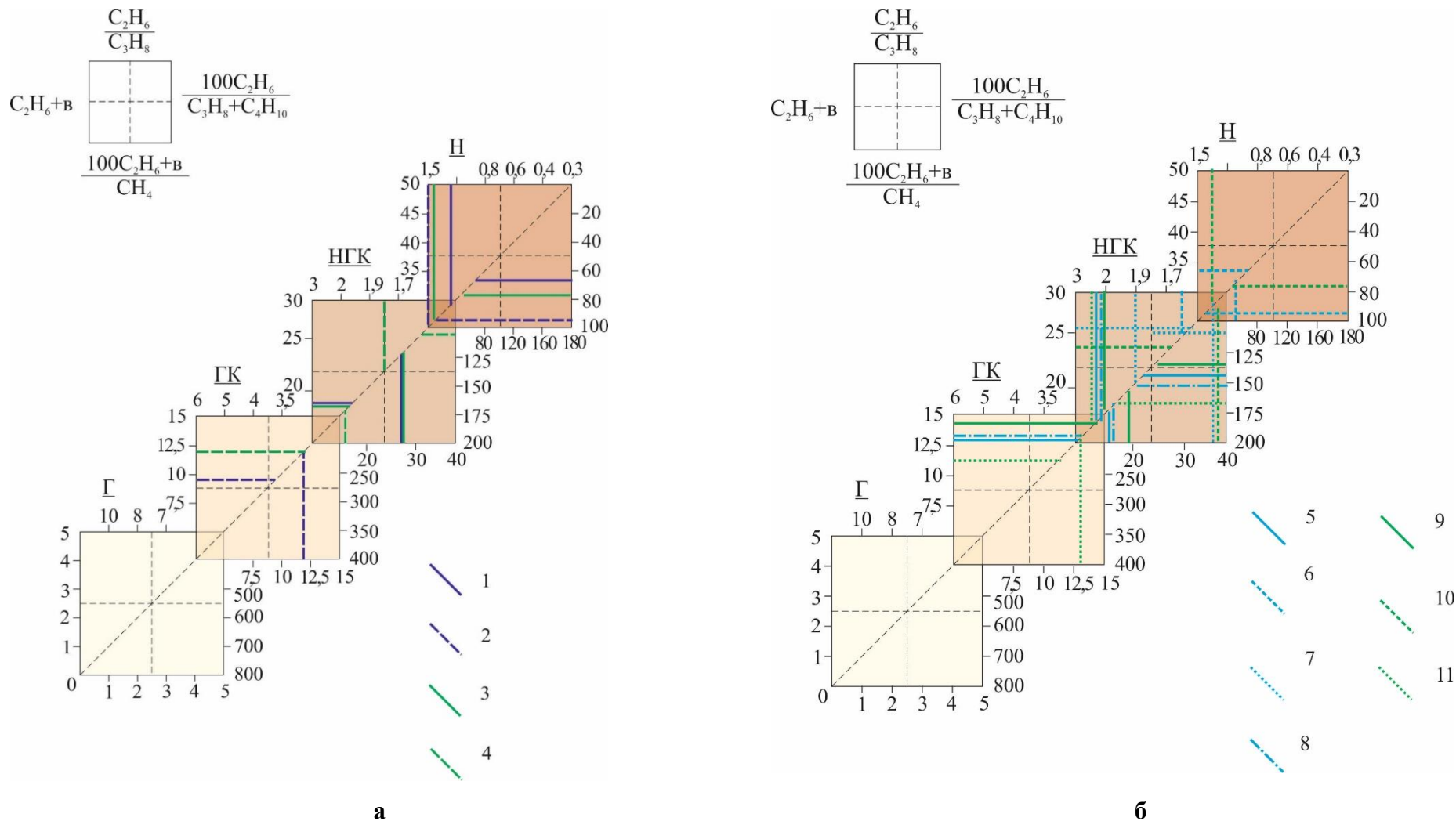
Одним из наиболее информативных критериев для различения нефтей и конденсатов является индивидуальный УВ состав высокомолекулярных алкановых УВ [Геолого-геохимические методы..., 1993]. Нефти Баяндыской, Северо-Командиршорской и Восточно-Ламбейшорской площадей отличаются пологим характером графика концентраций и высоким содержанием изопреноидов, особенно, пристана (рис. 4а, в, г.). Выявлены УВ до  $n-C_{32}$  –  $n-C_{37}$  включительно. При этом жидкие УВ флюиды залежей, числящихся на Государственном балансе как газоконденсатные – Верхнеамдермаёльского и Западно-Командиршорского-II (рис. 4б, д), также обладают «нефтяным» УВ составом, в котором идентифицируются УВ до  $n-C_{33}$  –  $n-C_{36}$ . Типичные конденсаты с коротким концентрационным рядом алканов (рис. 4е) на Верхнеамдермаёльской и Западно-Командиршорской-II площадях не обнаружены. Это может свидетельствовать, как минимум, о наличии на двух названных месторождениях значительных нефтяных оторочек, как ранее указывалось С.А. Данилевским и З.П. Складовой [Данилевский, Складова, Трифачев, 2003], а как максимум – о нефтяном характере данных залежей.

Анализ газовых коэффициентов по методу В.И. Старосельского [Старосельский, 1990] выявил неожиданные результаты: залежи с доказанным нефтяным составом классифицируются как двухфазные или даже чисто конденсатные (рис. 5а). Так, по газам однократного разгазирования на Восточно-Ламбейшорской и Баяндыской площадях по соотношению этана и пропан-бутанов прогнозируются нефтяные, а по сумме этана и гомологов и коэффициенту жирности - нефтегазоконденсатные скопления. По результатам дифференциального разгазирования (газы отобраны на ступени 21 МПа) на Восточно-Ламбейшорской площади два показателя указывают на нефтяной тип залежи, а по остальным двум флюид диагностируется как однофазное газоконденсатное скопление. На Баяндыской площади три показателя попадают в область нефтегазоконденсатных залежей, а по параметру суммы этана и высших флюид диагностируется как чистый конденсат без признаков нефти.



**Рис. 4. Распределение высокомолекулярных алканов в нефтях и конденсатах Денисовского прогиба**

*а – скв. 1-Баяндыская, 3809-3848 м,  $D_3zd$ ; б – скв. 52-Командиршорская, 4501-4599 м,  $S_1$ ; в – скв. 4-Восточно-Ламбейшорская, 3723-3759 м,  $D_3$ ; г – скв. 11-Северо-Командиршорская, 3810-3878 м,  $D_3src$ ; д – скв. 1-Верхнеамдермаельская, 4426-4447 м,  $D_3f_3$ ; е – скв. 23-Южно-Шапкинская,  $P_1$ .*



**Рис. 5. Диагностика фазового состава залежей по газогеохимическим параметрам (метод В.И. Старосельского)**

*а* – Восточно-Ламбейшорское и Баяндыское месторождения, 1-2 – скв. 1-Восточно-Ламбейшорская: 1 - однократное разгазирование, 2 - дифференциальное разгазирование, 3-4 – скв. 21-Баяндыская: 3 - однократное разгазирование, 4 - дифференциальное разгазирование; *б* - Западно-Командиршорское-II и Верхнеамдермайевское месторождения, 5-8 – скв. 52-Командиршорская; условия отбора проб газа: 5 – на буфере, 6 и 7 – на устье при работе, 8 - в процессе бурения, 9-11 – скв. 1-Верхнеамдермайевская; условия отбора проб газа: 9 - при испытании, Рбуф 4,5-5,5 МПа, 10 - при испытании, Рбуф 2,4-2,8 МПа, 11 - при опробовании ИП.

Газы Верхнеамдермаёльского и Западно-Командиршорского-II (рис. 5б) месторождений аналогичны газам газоконденсатных или двухфазных залежей, но при этом практически неотличимы от газов начальных ступеней дифференциального разгазирования Восточно-Ламбейшорской и Баяндынской площадей. Именно такие газы следует ожидать при частичном дегазировании пластовой нефти в пласте или в стволе скважины.

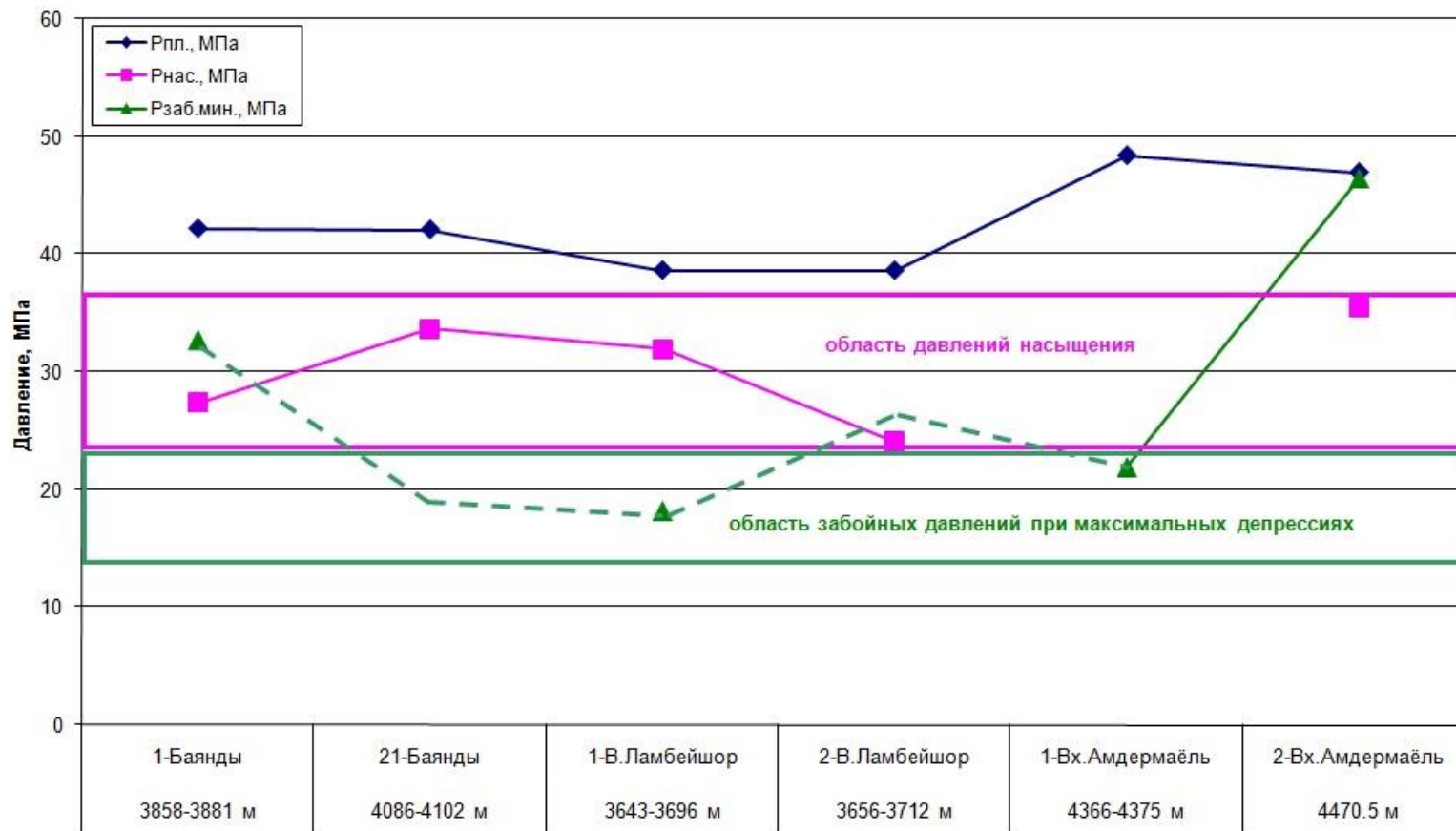
Таким образом, известные газо- и нефтегеохимические критерии в условиях Денисовского прогиба не позволяют уверенно отличать нефти и конденсаты. Нефти исследуемого района по многим газо- и нефтегеохимическим показателям проявляют себя как газоконденсатные (Баяндыское, Восточно-Ламбейшорское месторождения). И, наоборот, флюиды с принятым газоконденсатным составом (Верхнеамдермаёльское и Западно-Командиршорское-II месторождения) имеют свойства, более характерные для нефтей.

Выявленные вариации газосодержания, УВ состава газовой и жидкой фаз могут быть следствием искажения природных свойств пластовых нефтей под влиянием техногенных факторов. Установлено, что большие депрессии, а, следовательно, и низкие забойные давления, приводят к завышению газосодержания и давления насыщения в глубинных пробах нефтей [Мамуна, Требин, Ульянинский, 1960]. На рис. 6 приведена схема соотношения пластовых, забойных давлений и давлений насыщения по залежам южной части Денисовского прогиба.

Очевидно, что при максимальных депрессиях забойные давления могли быть ниже давлений насыщения. В таком случае газовые притоки на Верхнеамдермаёльской и Западно-Командиршорской-II площадях могли быть получены не за счет свободного, но попутного газа, выделившегося из нефти на забое или в пласте.

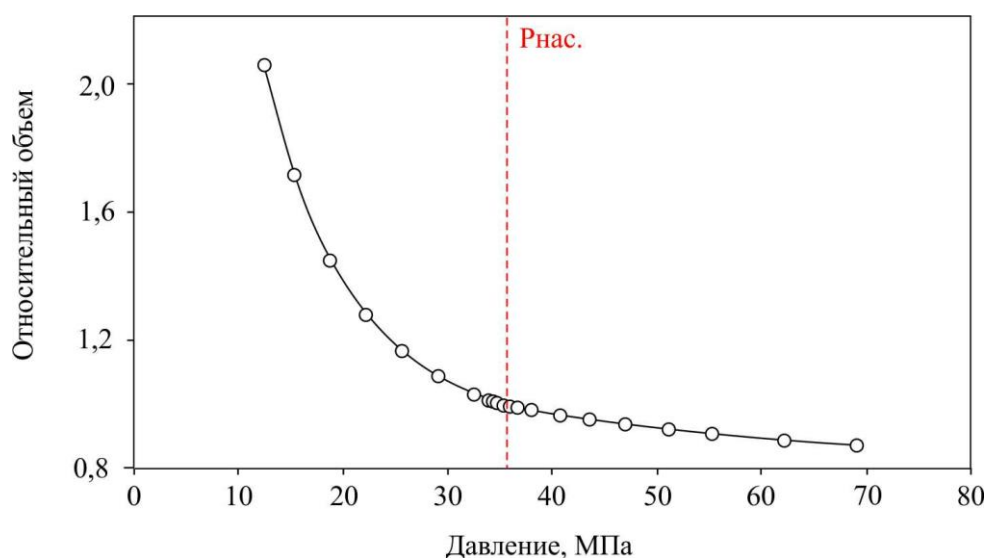
Данный вывод позволил авторам статьи предположить чисто нефтяной, а не газоконденсатный состав залежей Верхнеамдермаёльского и Западно-Командиршорского-II месторождений [Сенин, Савельева, 2014]. Полученные позднее результаты исследования скв. 2-Верхнеамдермаёльская подтвердили выдвинутую гипотезу.

Глубинные пробы из скв. 2-Верхнеамдермаёльская отобраны с применением испытателя пластов MDT на каротажном кабеле производства компании Schlumberger с глубин 4460,1 м и 4470,5 м из верхнефранских отложений, ранее опоскованных скв. 1-Верхнеамдермаёльская. Пластовое давление на глубине отбора составило 46,92-46,95 МПа, пластовая температура 105,6-107,2°C. Максимальная депрессия в процессе отбора составила всего 0,5 МПа.



**Рис. 6. Соотношение давлений насыщения и забойных давлений по залежам Денисовского прогиба**  
 По скважинам 21-Баяндыская и 2-Восточно-Ламбейшорская сведения о забойных давлениях в процессе испытания отсутствуют.

Исследование проб проведено Т. Широной и А. Осипенко в лаборатории Schlumberger (г. Ноябрьск). Эксперименты показали, что флюид в пластовых условиях залегает в жидкой фазе, то есть является нефтью. Давление насыщения составило 35,1-35,54 МПа. PV-изотерма при пластовой температуре имеет вид плавной кривой без видимых изломов (рис. 7). Газосодержание по данным стандартной сепарации составило 688,4-689,6 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup> (860,9-864,7 м<sup>3</sup>/т), объемный коэффициент – 2,951-2,975, плотность сепарированной нефти 796,1-801,0 кг/м<sup>3</sup>. Мольный состав пластовой смеси следующий: CO<sub>2</sub> – 2,196%, H<sub>2</sub>S – 6,44%, N<sub>2</sub> – 2,228%, CH<sub>4</sub> – 61,118%, C<sub>2</sub>H<sub>6</sub> – 5,348%, C<sub>3</sub>H<sub>8</sub> – 3,437%, i-C<sub>4</sub>H<sub>10</sub> – 0,846%, n-C<sub>4</sub>H<sub>10</sub> – 1,864%, i-C<sub>5</sub>H<sub>12</sub> – 0,839%, n-C<sub>5</sub>H<sub>12</sub> – 0,905%, сумма C<sub>6</sub> – 1,935%, сумма C<sub>7+</sub> – 12,848%. В составе жидкой фазы идентифицированы УВ до n-C<sub>38</sub>H<sub>78</sub> включительно.



**Рис. 7. PV-изотерма пластовой нефти скв. 2 Верхнеамдермаёльского месторождения при пластовой температуре**  
(по материалам Т. Широной, А. Осипенко, Schlumberger, г. Ноябрьск)

В зарубежной практике среди УВ систем, залегающих в пласте в виде жидкой фазы, принято различать нефти «традиционные» («тяжелые», black oils) и летучие («околокритические», volatile oils). Последние характеризуются термобарическими условиями залегания, близкими к критическим, и вплотную приближаются по составу и свойствам к газоконденсатным системам. W.D. McCain указывает следующие предельные значения для названных классов УВ систем: «традиционные» нефти имеют газосодержание до 2000 фут<sup>3</sup>/баррель (356 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>) и мольное содержание фракции C<sub>7+</sub> в пластовой смеси более 30%, летучие нефти – в пределах 2000-3300 фут<sup>3</sup>/баррель (356-587,4 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>) и 12,5-30% соответственно [McCain, 1990]. P. Moses указывает более низкое предельное газосодержание летучих нефтей – 3000 фут<sup>3</sup>/баррель (540 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>), а также вводит величину объемного коэффициента в качестве граничного параметра между «традиционными» (менее 2,0) и

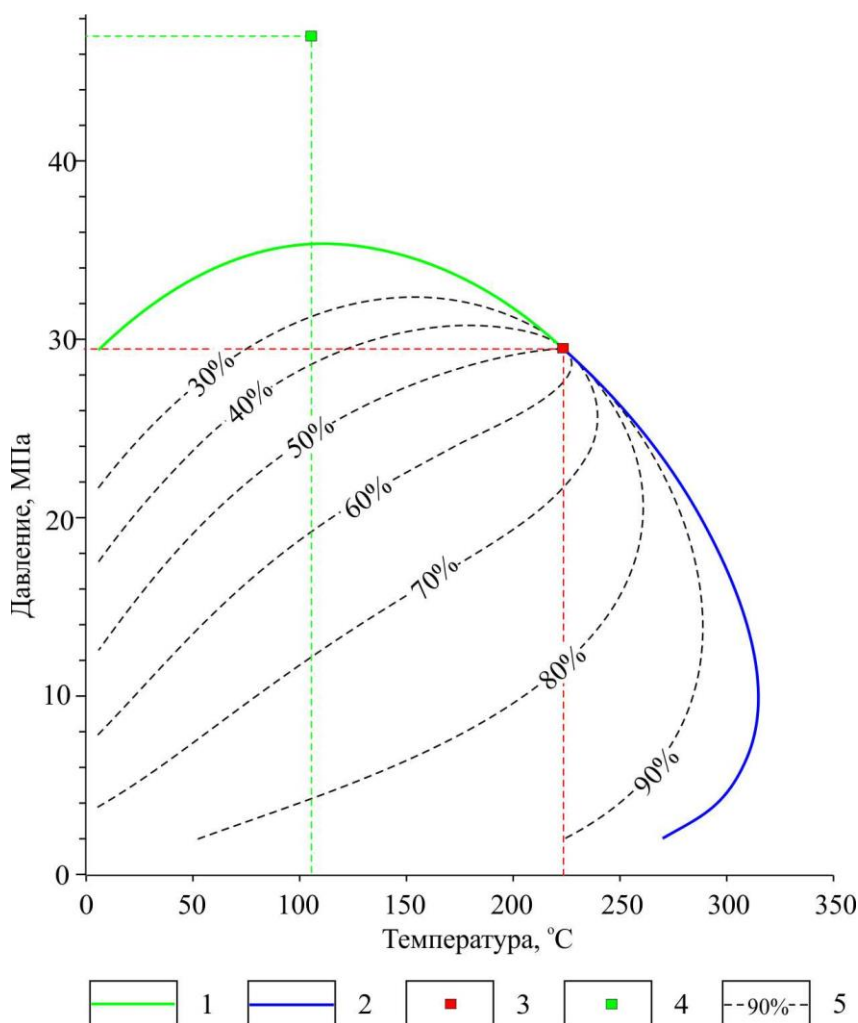
летучими нефтями (2,0 и выше) [Moses, 1986]. Ч. Кронквист приводит более низкое значение предельного мольного содержания  $C_{7+}$  для летучих нефтей – 11% [Кронквист, 1979]. Анализ фактических данных по месторождениям бывшего СССР показывает, что в диапазоне газосодержаний  $600-900 \text{ м}^3/\text{м}^3$  пластовые флюиды могут находиться как жидком, так и в газовом состоянии в зависимости от УВ состава и пластовых температур и давлений [Геолого-геохимические методы..., 1993].

Пластовая нефть из скв. 2-Верхнеамдермаёльская по мольному содержанию фракции  $C_{7+}$  попадает в область летучих нефтей, по газосодержанию – в переходную область между нефтями и газоконденсатами. Для уточнения фазового состава УВ флюида выполнены термодинамические расчеты с использованием программного средства Tempest PVTx. Разделение пластовой смеси на псевдокомпоненты не производилось. Расчеты на основе уравнения Пенга-Робинсона показали величину критической температуры  $191,8^\circ\text{C}$ , критического давления –  $33,29 \text{ МПа}$  (рис. 8). Таким образом, пластовая температура в исследуемой залежи ( $105,6-107,2^\circ\text{C}$ ) значительно ниже рассчитанной критической температуры. Газосодержание исследуемой пластовой нефти, несмотря на аномально высокое значение, в существующих пластовых условиях далеко от предельного, на что указывает также отношение давления насыщения и пластового давления, равное  $0,75-0,76$ . Ранее установлено увеличение критического газосодержания с введением в систему сероводорода [Былинкин, 2006]. По-видимому, высокое содержание сероводорода в пластовой нефти Верхнеамдермаёльского месторождения ( $6,44 \text{ \%мол.}$  в расчете на пластовую смесь или  $7,54 \text{ \%мол.}$  в расчете на газ) повлияло на ее критические параметры в сторону их увеличения.

Таким образом, впервые в Тимано-Печорской провинции доказано существование летучих нефтей и описаны их свойства. Результаты предшествовавших исследований не столь однозначны [Волков, Огданец, 2014], что, вероятно, связано с некорректными условиями отбора проб. Летучие нефти, как известно, требуют особых подходов при их изучении и добыче. Главным условием отбора представительных глубинных проб как летучих, так «традиционных» нефтей с высоким газосодержанием, является недопущение снижения забойного и пластового давлений ниже давления насыщения. Как показала практика изучения пластовых УВ систем Денисовского прогиба, данное условие соблюдалось не всегда. Это привело к искажению истинных величин газосодержаний (Баяндыское, Восточно-Ламбейшорское месторождения) или даже к ошибочной идентификации нефтяных залежей как газоконденсатных (Верхнеамдермаёльское и Западно-Командиршорское-II месторождения). В данных условиях в качестве оптимальной методики зарекомендовал себя отбор глубинных проб испытателем пластов на кабеле MDT. В случае отбора проб



традиционным способом необходима предварительная отработка скважины с минимально возможной депрессией.



**Рис. 8. Фазовая диаграмма пластовой нефти скв. 2 Верхнеамдермаïльского месторождения**  
1 – кривая точек кипения, 2 – кривая точек росы, 3 – критическая точка, 4 – точка, соответствующая пластовым условиям, 5 – линии равных содержаний газовой фазы.

Выполненная альтернативная диагностика фазового состава залежей позволяет прогнозировать в южной части Денисовского прогиба только нефтяные скопления как в доманиково-турнейском, так и в верхней части среднеордовикско-нижнедевонского НГК. Летучие нефти распространены локально и тяготеют к наиболее погруженной части Денисовского прогиба – Тибейвисской депрессии. Газоконденсатные и газовые скопления вероятны значительно ниже глубин, достигнутых бурением. Полученные выводы указывают на необходимость пересчета запасов по обсуждавшимся месторождениям (в том числе по нефтяным – с уточненными значениями газосодержания и пересчетного коэффициента), и переоценки начальных суммарных ресурсов УВ рассмотренной территории.

### Выводы и рекомендации

1. Впервые доказано существование летучих нефтей в Тимано-Печорской провинции. В пластовых условиях летучие нефти, выявленные в Денисовском прогибе, обладают газосодержанием до  $689,6 \text{ м}^3/\text{м}^3$  ( $864,7 \text{ м}^3/\text{т}$ ) и объемным коэффициентом до 2,975. Столь высокие значения при нефтяном фазовом составе объясняются большим содержанием сероводорода в растворенном газе (до 7,54 %мол.). Дегазированные летучие нефти характеризуются плотностью  $796,1\text{-}801,0 \text{ кг}/\text{м}^3$ , содержанием смол – до 3,28 %масс., асфальтенов – до 0,66 %масс., и практически не отличаются от «традиционных» нефтей, залегающих на соседних месторождениях.

2. Обоснован чисто нефтяной характер залежей юга Денисовского прогиба, и аргументирована необходимость пересчета запасов месторождений (Верхнеамдермаельского, Западно-Командиршорского – II – с переходом на нефтяную модель строения, Баяндыского, Восточно-Ламбейшорского - с уточнением газосодержания и пересчетного коэффициента) и переоценки ресурсов УВ исследуемой территории.

3. Показано, что в геологических условиях Денисовского прогиба и других глубокопогруженных районов необходимо опробовать и испытывать скважины с минимально возможными депрессиями. В противном случае можно спровоцировать лавинообразную дегазацию нефти в пласте или, как минимум, искажение истинного газосодержания. В качестве оптимального метода зарекомендовал себя отбор проб пластовых флюидов испытателем пласта на кабеле MDT при низких депрессиях.

### Литература

*Былинкин Г.П.* Оценка фазового перехода глубокопогруженных пластовых флюидов // Геология нефти и газа. - 2006. - №2. – С. 55-60.

*Волков А.Н., Огданец Л.В.* Проблемы освоения глубокозалегающих залежей углеводородов // Геология и минеральные ресурсы Европейского северо-востока России: материалы XVI Геологического съезда Республики Коми. Т. III. - Сыктывкар: ИГ Коми НЦ УрО РАН, 2014. – С. 34-36.

Геолого-геохимические методы оценки нефтегазоносности локальных объектов / В.А. Чахмахчев, А.А. Аксенов, Е.А. Барс, Т.П. Жузе, В.И. Тихомиров. - М.: ИГиРГИ, 1993. – 206 с.

*Данилевский С.А., Склярова З.П., Трифачев Ю.М.* Геофлюидальные системы Тимано-Печорской провинции. - Ухта, 2003. – 298 с.

*Кронквист Ч.* Оценка и разработка пластов с летучей нефтью // Нефть, газ и нефтехимия за рубежом. - 1979. - №4. – С. 21-32.

*Мамуна В.Н., Требин Г.Ф., Ульянинский Б.В.* Экспериментальное исследование пластовых нефтей. - М.: ГОСИНТИ, 1960. - 143 с.

Нефтеобразование в отложениях доманикового типа / С.Г. Неручев, Е.А. Рогозина, Г.М. Парпарова, И.А. Зеличенко, Н.П. Силина, Б.А. Лебедев, П.А. Трушков, С.Н. Белецкая, В.С. Соболев, В.К. Шиманский, В.М. Бекетов, Н.А. Галишев, А.И. Гинзбург, А.В. Жукова, З.Г. Каплан, Л.И. Климова, Г.В. Лебедева, Г.В. Маевская, В.А. Рудавская, Р.С. Сахибгареев, П.И. Сергеенок, И.Л. Соловьева, М.И. Сороко, Н.А. Тарасенко, Е.М. Файзуллина, В.А. Федорова, А.И. Шапиро - Л.: Недра, 1986. - 247 с.

Органическая геохимия Тимано-Печорского бассейна / Т.К. Баженова, В.К. Шиманский, В.Ф. Васильева, А.И. Шапиро, Л.А. Гембицкая, А.И. Климова. - СПб.: ВНИГРИ, 2008. – 162 с.

Сенин С.В., Савельева А.А. Первичная диагностика фазового состава залежей УВ на больших глубинах (на примере южной части Денисовского прогиба) // Геология и минеральные ресурсы Европейского северо-востока России: материалы XVI Геологического съезда Республики Коми. Т. III. - Сыктывкар: ИГ Коми НЦ УрО РАН, 2014. – С. 140-142.

*Склярова З.П.* Геохимия трудноизвлекаемых углеводородных флюидов Тимано-печорской провинции. - Ухта, 2007. – 68 с.

*Старосельский В.И.* Этан, пропан, бутан в природных газах нефтегазоносных бассейнов. - М.: Недра, 1990. – 186 с.

*McCain W.D., Jr.* The properties of petroleum fluids. – 2nd ed. - Tulsa, Oklahoma, PennWell Publishing Company, 1990. – 548 p.

*Moses P.L.* Engineering Applications of Phase Behavior of Crude Oil and Condensate Systems // Journal of Petroleum Technology. – 1986. – Vol. 38. – Issue 07. - P. 715-723.

**Senin S.V.**

LLC Timan - Pechora Research Center (LLC TP NITS), Ukhta, Russia, [senin@tpnic.ru](mailto:senin@tpnic.ru)

**Savelieva A.A.**

Branch Office LLC LUKOIL-Engineering PermNIPIneft in the Perm city, Perm, Russia, [ASavelieva@lk.lukoil.com](mailto:ASavelieva@lk.lukoil.com)

**FLUID TYPE DETERMINATION FOR OIL AND GAS FIELDS IN THE SOUTHERN DENISOV DEPRESSION (TIMAN-PECHORA PROVINCE)**

*A number of large-, medium- and small-sized oil and gas-condensate fields has been discovered in the Denisov Depression of the Timan-Pechora Basin. Moreover, there is a long list of drillable prospects in the area.*

*Quite often, some wells in this area produce oil while other wells, nearby and with identical hypsometric conditions, produce gas. An integrated model explaining this phenomenon and allowing the prediction of fluid type for future fields has not been developed to date.*

*To solve this specified problem, genetic prerequisites for oil and gas field formation in the area have been studied carefully. Well testing and fluid sampling conditions have been thoroughly examined. Data on the composition of liquid and gaseous components of reservoir hydrocarbon systems have been analyzed. Interpreted modeling of fluid type in discovered fields has been performed.*

*As a result, for the first time in the Timan-Pechora Province volatile oils have been identified. They have been characterized in comparison with oils. An alternative model for fluid type in some previously discovered fields has been proposed. Optimum conditions for well testing and fluid sampling in the southern Denisov Depression have been suggested.*

**Keywords:** *deep buried deposits, volatile oil, gas condensate, gas-oil ratio, hydrocarbon composition, Denisov Depression, Timan-Pechora Province.*

**References**

Bylinkin G.P. *Otsenka fazovogo perekhoda glubokopogruzhennykh plastovykh flyuidov* [Estimation of hydrocarbon fluid type transition for deeply-buried formation fluids]. *Geologiya nefi i gaza*, 2006, no. 2, pp. 55-60.

Cronquist C. *Otsenka i razrabotka plastov s letuchei neftyu* [Evaluating and producing of the volatile oil reservoirs]. *Neft, gaz i neftekhimiya za rubezhom*, 1979, no. 4, pp. 21-32.

Danilevsky S.A., Sklyarova Z.P., Trifachev Yu.M. *Geoflyuidalnye sistemy Timano-Pechorskoi provincii* [Geofluidal systems of the Timan-Pechora Province]. Ukhta, 2003, p. 298.

*Geologo-geokhimicheskie metody otsenki neftegazonosnosti lokalnykh ob'ektov* [Geologic/geochemical methods for assessment of oil and gas potential of local structures]. V.A. Chakhmachev, A.A. Aksenov, E.A. Bars, T.P. Zhuze, V.I. Tikhomirov. Moscow, IGI RGI, 1993, p. 206.

Mamuna V.N., Trebin G.F., Ulyaninsky B.V. *Ekspperimentalnoye issledovanie plastovykh neftei* [Experimental investigation of reservoir oils]. Moscow, GOSINTI, 1960, p. 143.

McCain W.D., Jr. *The properties of petroleum fluids*. 2nd ed. - Tulsa, Oklahoma, PennWell Publishing Company, 1990, 548 p.

Moses P.L. *Engineering Applications of Phase Behavior of Crude Oil and Condensate Systems*. *Journal of Petroleum Technology*, 1986, vol. 38, issue 07, p. 715-723.

*Nefteobrazovanie v otlozheniyakh domanikovogo tipa* [Oil formation in the sediments of Domanik type]. S.G. Neruchev, E.A. Rogozina, G.M. Parparova, I.A. Zelichenko, N.P. Silina, B.A. Lebedev, P.A. Trushkov, S.N. Beletskaya, V.S. Sobolev, V.K. Shimanskiy, V.M. Beketov, N.A. Galishev, A.I. Ginzburg, A.V. Zhukova, Z.G. Kaplan, L.I. Klimova, G.V. Lebedeva, G.V. Maevskaya, V.A. Rudavskaya, R.S. Sakhibgareev, P.I. Sergeenok, I.L. Solov'eva, M.I. Soroko, N.A. Tarasenko, E.M. Fayzullina, V.A. Fedorova, A.I. Shapiro. Leningrad: Nedra, 1986, 247 p.

*Organicheskaya geokhimiya Timano-Pechorskogo basseina* [Organic geochemistry of the Timan-Pechora Basin]. T.K. Bazhenova, V.K. Shimansky, V.F. Vasilyeva, A.I. Shapiro, L.A. Gembitskaya, A.I. Klimova, St. Petersburg, VNIGRI, 2008, p. 162.

Senin S.V., Savelyeva A.A. *Pervichnaya diagnostika fazovogo sostava zalezhei UV na bolshikh glubinakh (na primere yuzhnoi chasti Denisovskogo progiba* [Primary determination of fluid type in deep-seated hydrocarbon fields (examples from the southern Denisov Depression)]. *Geologiya i mineralnye resursy Evropeiskogo severo-vostoka Rossii* (Transactions of the XVI Geological Congress of the Komi Republic), Syktyvkar, Komi Science Center, Uralian branch of the Russian Academy of Sciences, 2014, pp. 140-142.

Sklyarova Z.P. *Geokhimiya trudnoizvlekaemyh uglevodorodnykh flyuidov Timano-Pechorskoj provincii* [Geochemistry of hard-to-produce hydrocarbon fluids in the Timan-Pechora Province]. Ukhta, 2007, p. 68.

Staroselsky V.I. *Etan, propan, butan v prirodnykh gazakh neftegazonosnykh basseinov* [Ethane, propane, butane in natural gases of petroleum basins]. Moscow, Nedra, 1990, p. 186.

Volkov A.N., Ogdanets L.V. *Problemy osvoeniya glubokozalegayushchikh zalezhei uglevodorodov* [Problems facing development of deep-seated hydrocarbon fields]. *Geologiya i mineralnye resursy Evropeiskogo severo-vostoka Rossii* (Transactions of the XVI Geological Congress of the Komi Republic), v. III: Syktyvkar, Komi Science Center, Uralian branch of the Russian Academy of Sciences, 2014, pp. 34-36.

© Сенин С.В., Савельева А.А., 2017