

УДК 552.578.2

**К.Д. Ашмян<sup>1</sup>**, e-mail: [kdashmyan@yandex.ru](mailto:kdashmyan@yandex.ru); **С.Г. Вольпин<sup>1</sup>**, e-mail: [sergvolpin@gmail.com](mailto:sergvolpin@gmail.com);

**О.В. Ковалева<sup>2</sup>**, e-mail: [olgakovaleva57@mail.ru](mailto:olgakovaleva57@mail.ru), [OKovaleva@vniineft.ru](mailto:OKovaleva@vniineft.ru)

<sup>1</sup> Федеральное государственное учреждение «Федеральный научный центр Научно-исследовательский институт системных исследований Российской Академии наук» (ФГУ ФНЦ НИИСИ РАН) (Москва, Россия).

<sup>2</sup> Акционерное общество «Всероссийский нефтегазовый научно-исследовательский институт имени академика А.П. Крылова» (АО «ВНИИнефть») (Москва, Россия).

## Разработка нефтяных месторождений в зоне распространения вечной мерзлоты

В статье рассматриваются особенности разработки нефтяных месторождений, расположенных в зоне распространения вечномерзлых пород (ЗВМП). Показано различие физико-химических свойств нефтей в зоне распространения вечномерзлых пород и вне ее. Приводится объяснение этого явления с точки зрения фазового состояния пластовых флюидов в результате глобального природного воздействия – оледенения.

Таким образом, существующие нефтяные залежи подвергались природному переформированию и образовали самостоятельный тип месторождений в зоне вечномерзлых пород, фазовое состояние которых характеризуется как предельнонасыщенное. Поэтому при разработке нефтяных месторождений, расположенных в ЗВМП, необходимо проводить предварительную оценку фазовых состояний пластовых флюидов. Приведены основные положения методики определения параметров, при которых из пластовой нефти выделяются газовая и твердая фазы.

**Ключевые слова:** зона распространения вечномерзлых пород, фазовое равновесие, геотермический градиент, температура насыщения нефти парафином.

.....

**K.D. Ashmyan<sup>1</sup>**, e-mail: [kdashmyan@yandex.ru](mailto:kdashmyan@yandex.ru); **S.G. Volpin<sup>1</sup>**, e-mail: [sergvolpin@gmail.com](mailto:sergvolpin@gmail.com);

**O.V. Kovaleva<sup>2</sup>**, e-mail: [olgakovaleva57@mail.ru](mailto:olgakovaleva57@mail.ru), [OKovaleva@vniineft.ru](mailto:OKovaleva@vniineft.ru)

<sup>1</sup> Federal Scientific Center, Scientific Research Institute for System Studies, Russian Academy of Sciences (Moscow, Russia).

<sup>2</sup> VNIIneft JSC (Moscow, Russia).

## Development of oil fields in the permafrost zone

The article deals with the features of the development of oil fields, located in the permafrost zone. This article presents distinction of physical and chemical properties of oil in the permafrost zone and beyond it. This article is explicated the phenomenon drawing attention to the fluid phase condition as a result of the global natural effect glaciation. Thus, the existing oil deposits were reforming by the nature and formed an independent type of deposits in the permafrost zone and their phase state is characterized as extremely saturated. Therefore, the development of oil fields located in the permafrost zone is necessary to carry out a preliminary assessment of the phase states of formation fluids. Also shown the fundamental principles of methodology for determining the parameters in which the reservoir oil is released the gas and solid phases.

**Keywords:** permafrost zone, phase equilibrium, geothermal gradient, paraffin saturation point.

### ФАЗОВОЕ СОСТОЯНИЕ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ, ЗАЛЕГАЮЩИХ В ЗОНЕ РАСПРОСТРАНЕНИЯ ВЕЧНОЙ МЕРЗЛОТЫ

В природе все вещества находятся в состоянии фазового равновесия, а различные природные или техногенные вмешательства нарушают это равновесное состояние, переводя его на другой

энергетический уровень. Однако все природные системы, в т.ч. и нефтяные пласты, которые подвергались глобальным природным воздействиям или подвергаются техногенным воздействиям при разработке, стремятся перейти от неравновесного состояния к равновесному. Пластовые флюиды нефтяных месторождений, находящихся в зоне распро-

странения вечномерзлых пород (ВМП), имеют ряд существенных отличий по сравнению с аналогичными по глубине залегания нефтяными пластами, находящимися вне зоны вечной мерзлоты. Освоение новых северных районов Российской Федерации, в том числе и регионов в зоне вечной мерзлоты, потребовало от нефтедобытчиков при-

менения знаний о свойствах пород и пластовых флюидов [1, 2].

Ввиду того что эти регионы в прошлом подвергались воздействиям как подземных, так и наземных оледенений, толщина зоны отрицательных температур (криолитозоны) в горных породах в некоторых местах (Мархинская площадь, Сибирская платформа) в настоящее время достигает 1400 м, а в прошлом была еще больше [2]. Теория формирования криолитозоны была выдвинута в 1927 г. профессором М.И. Сумгиным. В криолитозоне, находящейся под воздействием климата и глубинного тепла Земли, происходят со временем значительные вариации температуры и толщины [3]. Основным показателем современного теплового состояния криолитозоны служит соотношение между потоком тепла в мерзлой толще и глубинным тепловым потоком, фиксируемым на границе раздела отложений литосферы с отрицательной и положительной температурами.

При достижении области фазовых переходов начинается самоорганизация криогенных систем с резким изменением энтропии и увеличением упорядоченности за счет формирования криогенных текстур в зависимости от уровня теплового потока [2, 4].

В теории образования криолитозоны не рассматриваются влияния оледенений на формирование месторождений углеводородов, оказавшихся в этой зоне, хотя масштабы распространения, а следовательно, и влияния ледникового покрова первого мощного пост-максимального оледенения, а затем второго (менее мощного) должны были изменять физико-химические свойства месторождений нефти, потому что изменились условия залегания пластовых флюидов, т.е. установилась аномально низкая для данной глубины залегания пластовая температура (рис. 1), и снизилось пластовое давление на 20–30% от первоначального.

Сформировалось новое фазовое состояние пластовых флюидов (совокупности

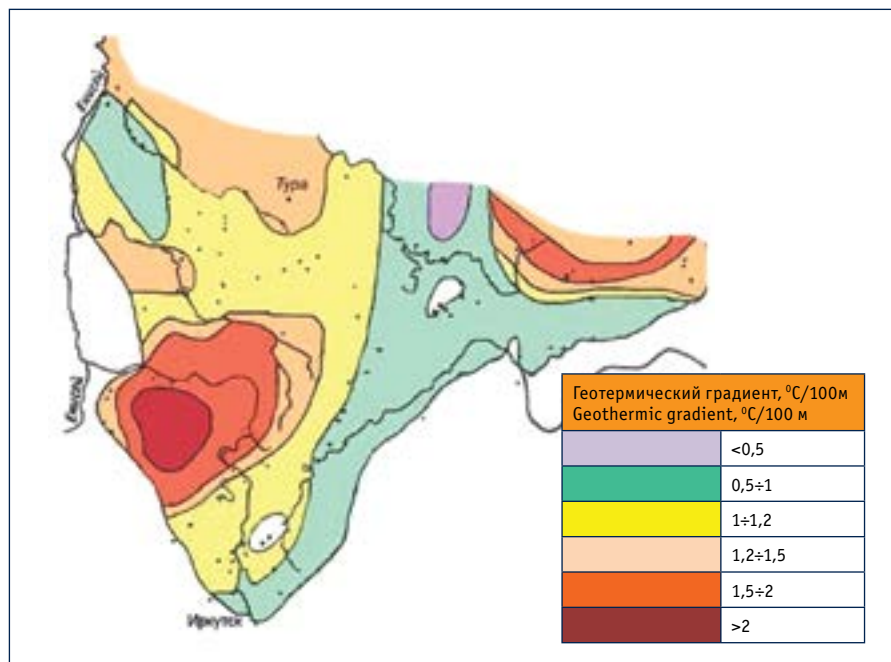


Рис. 1. Карта изменчивости геотермических градиентов различных зон ВМП Иркутской области  
Fig. 1. Map of variability of geothermic gradients of different permanently frozen rock (PFR) areas of Irkutsk Region

подвижных фаз нефтяного пласта – нефти, газа, воды) в зоне вечномерзлых пород.

На рисунке 1 представлена карта распределения геотермических градиентов на примере Иркутской области.

Таким образом, при изменении условий залегания пластовой нефти происходит изменение фазового состояния флюидов, в данном случае при снижении пластовой температуры высокомолекулярные парафиновые углеводороды ( $C_{17}H_{36}$  и выше) приобретают новое фазовое состояние – кристаллическую твердую фазу. При этом также происходит снижение содержания серы, т.к. она входит в состав асфальтенов и смол в виде сераорганических соединений. Следовательно, на месторождениях, расположенных в зоне ВМП, нефти по химическому составу оказываются более легкими и с точки зрения товарных свойств более качественными, чем аналогичные нефти вне зоны ВМП (рис. 2). Образовалось насыщенное состояние высокомолекулярных парафиновых

углеводородов, растворенных в нефти, в результате чего они «выпали» в пласте в виде твердой фазы, состоящей из высокомолекулярных парафинов и адсорбированных на них асфальтенов и смол.

В работе [5] приведена таблица 1, демонстрирующая изменение содержания компонентов нефти в зависимости от характера территории, на которой залегают нефть. Данная аналитическая работа хорошо подтверждается прямыми экспериментальными исследованиями, проведенными в ОАО «ВНИИнефть» в период 1990–2015 гг.

Следовательно, закономерности по физико-химическим свойствам нефтей должны учитываться при создании проектов разработки нефтяных месторождений в зоне распространения вечной мерзлоты с учетом типа криолитозоны.

Рассматривая природное явление оледенения с точки зрения теории фазовых состояний при проектировании разработки нефтяных месторождений

Ссылка для цитирования (for citation):

Ашмян К.Д., Вольпин С.Г., Ковалева О.В. Разработка нефтяных месторождений в зоне распространения вечной мерзлоты // Территория «НЕФТЕГАЗ». 2016. № 7–8. С. 88–94.

Ashmyan K.D., Volpin S.G., Kovaleva O.V. Development of oil fields in the permafrost zone (In Russ.). Territorija «NEFTEGAZ» = Oil and Gas Territory, 2016, No. 7–8, pp. 88–94.

Таблица 1. Изменение состава нефти в зависимости от типа оледенения и в зоне без оледенения, по данным работы [5] (средневзвешенные значения)

Table 1. Changes in the oil composition depending on the type of freezing and in non-freezing zone according to work data [5] (weighted means)

Показатель Indicator	Территория вне ВМП Territory outside the PFZ	Островная криолитозона Insular cryolithic zone	Прерывисто-сплошная криолитозона Intermittent continuous cryolithic zone
Содержание серы, %масс. Sulphur content, %wt.	1,4	0,73	0,26
Содержание парафинов, %масс. Paraffin content, %wt.	4,92	3,56	3,22
Содержание смол, %масс. Resins content, %wt.	10,36	6,72	4,73
Содержание асфальтенов, %масс. Asphaltenes content, %wt.	2,48	1,38	0,6
Содержание фракций, выкипающих до 300 °С, % Content of fractions boiling up to 300°C, %	49,41	53,07	55,66

в зоне ВМП, необходимо также учитывать тот факт, что месторождения такого типа – это переформированные самой природой залежи, т.е. в результате прошедших оледенений ранее уже сформированные залежи флюидов претерпели не только изменение условий залегания, но и, как следствие этого, изменили физико-химические свойства и состав и находятся в фазовом состоянии, соответствующем современным условиям залегания ( $t_{пл.}$  и  $P_{пл.}$ ).

Поэтому вполне объяснимыми становятся фактические данные по физико-химическим свойствам этих флюидов (нефть, газ, пластовая вода) в условиях залегания в зоне распространения вечномерзлых пород, а именно:

1) пластовое давление в зоне залегания нефти равно или близко к давлению насыщения нефти газом, т.к. при изменении пластовой температуры уменьшается растворимость газовых компонентов, растворенных в пластовой нефти, и, достигнув предельной растворимости

в данных условиях (при более низкой температуре) [6], газ выделяется в отдельную газовую фазу. В этой связи пластовые нефти характеризуются низким газосодержанием (табл. 2);

2) основным параметром, характеризующим фазовое состояние пластовой нефти «жидкость – твердая фаза», является температура насыщения нефти парафином. Это комплексный параметр, зависящий от содержания парафина в нефти, пластового давления, температуры и газосодержания и характеризующий температуру, при которой нефть из однофазного жидкого состояния переходит в двухфазное (жидкость – твердая фаза).

При снижении пластовой температуры ( $t_{пл.}$ ) автоматически изменяется величина разности температур  $\Delta t$ , характеризующая степень насыщения нефти «парафином» [6, 7], которая определяется по уравнению (1)

$$\Delta t = t_{пл.} - t_{нас.нефти\ парафином} \quad (1)$$

где  $t_{пл.}$  – пластовая температура,  $t_{нас.нефти\ парафином}$  – температура насыщения нефти парафином.

По определению из [9],  $t_{нас.нефти\ парафином}$  – максимальная температура, при которой в процессе изобарического охлаждения нефть из однофазного состояния переходит в двухфазное при термодинамическом равновесии, т.е. в нефти появляются первые кристаллы парафина.

Под предельной насыщенностью пластовых нефтей парафином следует понимать состояние нефти, при котором температура насыщения нефти парафином равна температуре пласта, т.е. разность между пластовой температурой и температурой насыщения пластовой нефти парафином практически отсутствует [6, 7].

При условии:  $\Delta t = 0$  – нефть насыщена парафинами,  $\Delta t < 10$  °С – нефть близка к насыщению парафинами, (2)

$\Delta t > 10$  °С – нефть недонасыщена парафинами.

При достижении равенства  $t_{пл.} = t_{нас.нефти\ парафином}$  величина разности температур  $\Delta t = 0$  – нефть становится насыщенным раствором высокомолекулярных парафинов. Дальнейшее снижение пластовой температуры приведет

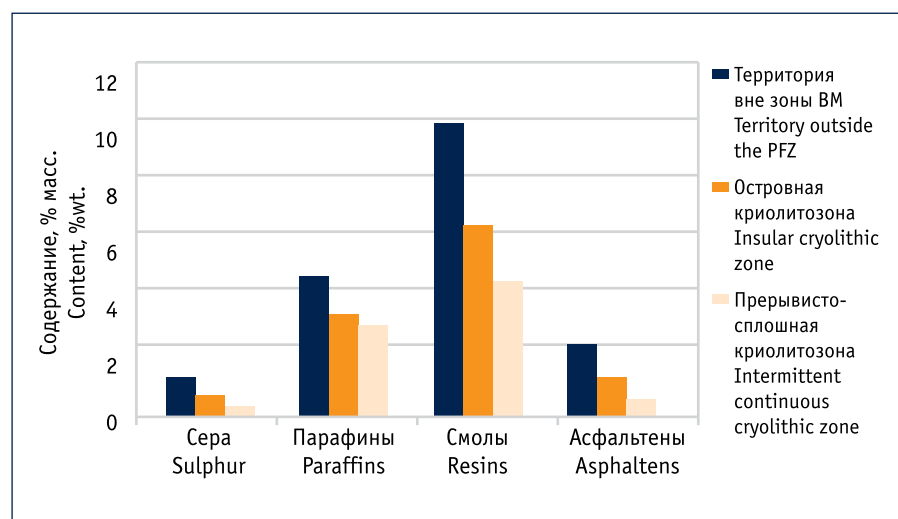


Рис. 2. Распределение серы, парафинов, смол и асфальтенов в нефтях месторождений, расположенных вне зоны вечной мерзлоты и в зоне

Fig. 2. Distribution of sulfur, paraffins, resins and asphaltenes in the oil fields located outside and inside the permafrost zone (PFZ)





# ХИМИЯ

ХИМИЧЕСКАЯ

ПРОМЫШЛЕННОСТЬ

И НАУКА

2 0 1 6

19–22.09

 ЭКСПОЦЕНТР

**19-я международная  
выставка химической  
промышленности и науки**

Организатор: АО «Экспоцентр»

При поддержке:

- Министерства промышленности и торговли РФ
- Российского Союза химиков
- ОАО «НИИТЭХИМ»
- Российского химического общества им. Д.И. Менделеева
- Химического факультета МГУ им. М.В. Ломоносова
- РХТУ им. Д.И. Менделеева

Под патронатом  
Торгово-промышленной палаты РФ

Россия, Москва, ЦВК «Экспоцентр»



**Зеленая химия**



**Индустрия пластмасс**



**Химмаш. Насосы**



**Хим-Лаб-Аналит**



**Салон защиты  
от коррозии «КОРРУС»**

Реклама



12+



[www.chemistry-expo.ru](http://www.chemistry-expo.ru)

Таблица 2. Физико-химические свойства нефтей в зоне распространения вечной мерзлоты, по данным ОАО «ВНИИнефть» (1990–2015 гг.)

Table 2. Physico-chemical properties of oils in zone of permafrost according to VNIIneft OJSC (1990–2015)

Месторождение Field	Горизонт, пласт Horizon, formation	Пластовое давление, МПа Reservoir pressure, MPa	Давление насыщения, МПа Saturation pressure, MPa	Пластовая температура, °С Formation temperature, °C	Газосодержание, м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup> Gas content, m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup>	Вязкость пластовой нефти, мПа·с Viscosity of the oil reservoir, mPa·s	Плотность пластовой нефти, кг/м <sup>3</sup> Density of reservoir oil, kg/m <sup>3</sup>	Содержание, масс. доли % Content, weight fraction %			Температура насыщения нефти парафином, °С Temperature of the oil saturation with paraffin, °C		Δt
								Асфальтены Asphaltenes	Смолы Resins	Парафины Paraffins	t <sub>нас. дегаз. нефти парафином</sub> t <sub>of degas sed oil saturation with paraffin</sub>	t <sub>нас. пласт. нефти парафином</sub> t <sub>of formation oil saturation with paraffin</sub>	
Верхнечонское Verkhnechonskoye	Vч <sub>1</sub> + Vч <sub>2</sub> Vch <sub>1</sub> + Vch <sub>2</sub>	16	15,4	12,1	104	3,92	776	0,28	8,68	1,71	19	12	0,1
	Vч <sub>1</sub> + Vч <sub>2</sub> , блок II Vch <sub>1</sub> + Vch <sub>2</sub> , unit II	15	12,5	20	92	3,48	777	0,37	7,88	2,23	18	12	8
	Vч <sub>1</sub> + Vч <sub>2</sub> , блок V Vch <sub>1</sub> + Vch <sub>2</sub> , unit V	15	10,8	13	74	5,51	798	0,11	7,6	1,68	14	10	3
	Vч <sub>2</sub> , блок I Vch <sub>2</sub> , unit I	16	9,5	20	70	4,16	783	0,03	6,09	1,84	11	8	12
Даниловское Danilovskoye	Усть-Кутский Ust-Kutskiy	17	15,9	22	161	2,57	734	0,16	2,81	2,26	25	12	10
	Усть-Кутский 2 Ust-Kutskiy 2	15	16,5	21	141	1,97	753	0,31	3,18	2,52	26	15	6
Средне-Ботуобинское Srednebotuobinskoye	Ботуобинский Botuobinskiy	14	12,6	14	85	9,17	818	1,1	15	1,54	27	21	-7
Талаканское Talakanckoye	Осинский участок IV, II, I Osinskiy section IV, II, I	10	9,2	12	63	3,66	786	0,3	11,6	1,41	17	13	-1

Условные обозначения:  – нефть насыщена парафином, возможно выпадение парафина в пласте;  – нефть близка к насыщению парафинами;  – нефть недонасыщена парафином

Symbols:  – paraffin saturated oil, paraffin precipitation in seam is possible;  – oil close to saturation with paraffin;  – oil undersaturated with paraffin

к образованию фазы «твердых» парафинов (а на практике АСПО – асфальто-смоло-парафиновых отложений), которая выпадет из пластовой нефти непосредственно в пласте, ухудшая его фильтрационные характеристики. При этом пластовая система займет новое предельно насыщенное состояние как по растворимости газов в нефти, так и по содержанию «парафинов».

Таким образом, процесс образования многофазности в пластовых условиях в зоне ВМП произошел ранее в период оледенений за счет охлаждения нефтенасыщенного пласта.

В настоящее время в природе существует целая группа нефтяных месторождений, характеризующихся как предельно насыщенные в пластовых условиях.

В большинстве случаев технологи-разработчики сталкиваются с такими свойствами пластовых флюидов только в результате нарушения правил разработки месторождения, то есть в результате техногенного воздействия в процессе добычи парафинистой и высокопарафинистой нефти [6, 7].

Необходимо также отметить, что в зоне ВМП изменения коснулись и физико-химических свойств пластовой воды. При снижении температуры пласта раствор солей в пластовой воде также стал насыщенным растворенными в ней солями, и при снижении пластового давления соль выпадает непосредственно в пласте. Растворимость газов в пластовой, более минерализованной воде, также снизилась. При достижении предела

растворимости при новых пластовых давлении и температуре также выделился растворенный газ из воды и перешел в газовую фазу, смешался с газом, выделившимся из нефти, что приводит к изменению состава попутного газа [10]. Таким образом, произошло разделение пластовой нефти на легкую нефть и тяжелую фракцию (осадок) в результате природного воздействия.

Данный природный процесс был успешно реализован в 1994 г. на практике по схеме, предложенной в патенте [11] на способ подготовки добываемой нефти непосредственно на промысле для получения товарных характеристик и возможности транспортирования высоковязких парафинистых нефтей. Технология процесса основана на раз-

делении добытой нефти на легкую и тяжелый остаток при снижении температуры добытой нефти ниже температуры насыщения нефти парафином (в поверхностных условиях).

Процесс подготовки нефти на промысле [11] и выпадение твердой фазы в пластовых условиях при переформировании месторождений в ЗВМП одинаковы, а механизм получения конечного продукта – нефти лучшего качества – отличается только тем, что во втором случае этот результат получают при успешном применении знаний о свойствах пластовых флюидов.

Также с 2014 г. известен способ эксплуатации нефтяного месторождения, находящегося в зоне распространения вечной мерзлоты [12], который основан на поддержании начального фазового состояния пластовой нефти в процессе разработки, когда фазовое состояние пластовой нефти не нарушается.

#### ПРОБЛЕМЫ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ В ЗОНЕ РАСПРОСТРАНЕНИЯ ВЕЧНОЙ МЕРЗЛОТЫ

Пластовые флюиды (нефть, газ, пластовая вода), залегающие ниже вечномерзлых пород, значительно отличаются по физико-химическим свойствам от аналогов, расположенных вне зоны ВМП. В зависимости от степени сомкнутости многолетнемерзлых пород выявлены области их распространения, а затем определены приуроченные к ним типы криолитозоны [1–4].

Подробный анализ по большому числу месторождений, расположенных в различных типах криолитозоны (островная, прерывистая и сплошная) и вне ее представлен в работах [5, 13–14].

Из данных, приведенных в таблице 1, видно, как изменяются пластовые условия залегания продуктивных пластов по месторождениям в зависимости от их расположения в зоне или вне зоны ВМП. Авторами были проведены экспериментальные исследования фазовых равновесий нефтей из зоны распространения вечной мерзлоты. На рисунке 3 приведен типичный график, показывающий, как изменяется температура насыщения пластовой нефти «парафином» от давления на Верхнечонском месторожде-

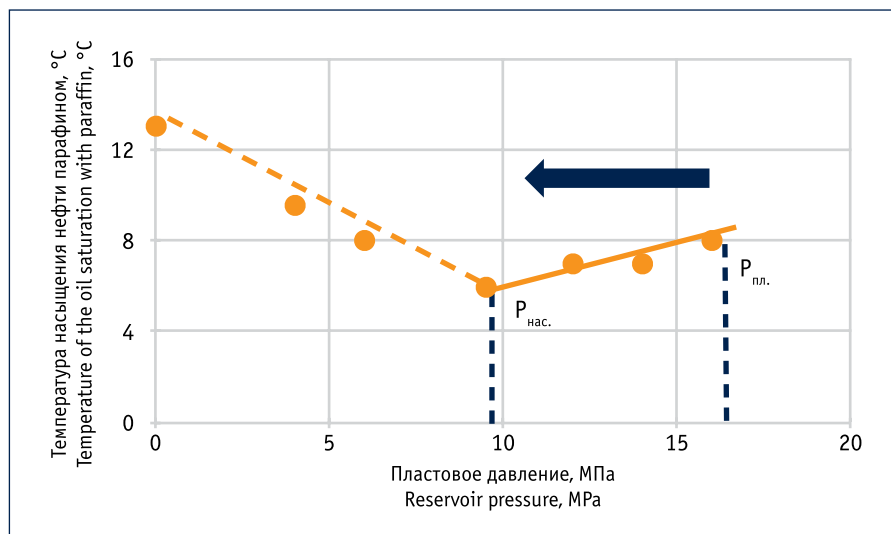


Рис. 3. Зависимость температуры насыщения пластовой нефти парафином от давления

Fig. 3. Dependence of temperature of the formation oil saturation with paraffin from pressure

нии при снижении давления в пласте от пластового до давления насыщения нефти газом.

Анализ результатов исследования глубинной пробы нефти от давления показал незначительное снижение температуры насыщения нефти парафином при снижении давления от пластового до давления насыщения. Дальнейшее снижение пластового давления приводит к газоотделению и увеличению температуры насыщения нефти парафином. Увеличение  $t_{\text{нас.нефти парафином}}$  в низкотемпературной залежи, расположенной в прерывисто-сплошной криолитозоне ВМП, возникает при снижении пластового давления ниже давления насыщения нефти газом. По мере снижения давления ниже давления насыщения постоянно будет увеличиваться  $t_{\text{нас.нефти парафином}}$ , а следовательно, в соответствии с формулой (1)  $\Delta t$  будет равна 0 или даже принимать отрицательные значения, что и будет свидетельствовать о постоянном выпадении парафина, независимо от того, что количество растворенного «парафина» (высокомолекулярные парафиновые углеводороды), по первоначальным исследованиям, находится в интервале  $1,84 \div 2,23\%$  масс.

Увеличение температуры насыщения нефти парафином зависит, как известно [7, 8], от концентрации парафина в нефти. Из таблицы 2 видно, что для Верхнечонского месторождения, расположенного в зоне прерывисто-сплошной

криолитозоны, скважины, попадающие в различные участки залежи, находящиеся под зоной и вне зоны ВМП, имеют как различную пластовую температуру (на одной и той же глубине), так и различное содержание парафинов в нефти.

Вопросу предварительного изучения гидродинамических параметров пластов и скважин в зоне ВМП достаточного внимания не уделялось, поскольку эти исследования, как правило, начинаются в начальный период разработки, однако в данном случае необходимость этих исследований сдвигается в период освоения месторождения, следующий сразу после разбуривания. Поэтому отсутствуют систематизированные данные по прямым промысловым исследованиям изменения пластовых давлений и температур от глубины в различных типах криолитозоны и вне ее для конкретного месторождения.

Следует иметь в виду, что при возможных изменениях термобарических условий в пласте и призабойной зоне скважины в процессе освоения и разработки залежей, находящихся в криолитозоне, могут изменяться фильтрационные характеристики пласта. Мониторинг состояния призабойной зоны и пласта в целом, по данным гидродинамических исследований скважин, позволит контролировать процессы в пласте, вызванные изменениями термобарических условий.



## ВЫВОДЫ

1. Нефтяные месторождения, расположенные в зоне распространения вечномерзлых пород, характеризуются аномально низкими пластовыми температурами, а также уменьшением среднего градиента давления, связанного с глубиной залегания. Таким образом, практически все нефтяные месторождения, находящиеся в зонах ВМП, подпадают под категорию месторождений с трудноизвлекаемыми запасами.

2. Сравнительный анализ физико-химического состава нефтей показал, что на территориях в пределах криолитозоны содержание в нефтях серы, парафинов,

смолов и асфальтенов в среднем меньше, а выход легких фракций, выкипающих при температурах от температуры начала кипения до 300 °С, больше, чем на территориях вне криолитозоны.

3. Такое природное явление, как изменение качества нефти месторождений, расположенных в одном и том же регионе, но в разных зонах, а именно в зоне и вне зоны ВМП, объясняется тем, что месторождения в зоне ВМП прошли природное переформирование и из нефти частично «выпали» (при образовании твердой фазы) высокомолекулярные парафины, асфальтены, смолы и сераорганические соединения.

4. При разработке нефтяных месторождений, расположенных в зоне вечномерзлых пород с различной формой залегания (островная, прерывистая и сплошная), необходимо проводить предварительную оценку фазовых состояний пластовых флюидов, т.е. априори известно, что большинство из них находятся в насыщенном состоянии.

5. С целью контроля за состоянием залежей, расположенных в зоне вечномерзлых пород, необходимо регулярное проведение гидродинамических исследований скважин и пластов, а также мониторинг состояния призабойной зоны скважин.

## Литература:

1. Баулин В.В. Многомерзлые породы нефтегазоносных районов СССР. М.: Недра, 1985. 176 с.
2. Палеотемпературные условия формирования и деформации слоев ледового комплекса // Криосфера Земли. 2002. Т. VI. № 1. С. 17–24.
3. Сумгин М.И. Вечная мерзлота почвы в пределах СССР. Владивосток, 1927.
4. Девяткин В.Н. Тепловой поток криолитозоны Сибири. Новосибирск: ВО «Наука», 1993.
5. Полищук Ю.М., Яценко И.Г. Сравнительный анализ химического состава нефтей России на территории вечной мерзлоты и вне ее // Криосфера Земли. 2007. Т. XI. № 1. С. 45–51.
6. Намиот А.Ю. Фазовые равновесия в добыче нефти. М.: Недра, 1976. 182 с.
7. Ашмян К.Д., Ковалева О.В., Никитина И.Н. Методика оценки фазового состояния парафинов в пластовых нефтях // Вестник ЦКР Роснедра. 2011. № 6. С. 11–14.
8. РД 39-0147035-226-88 Методическое руководство по выявлению залежей нефтей, насыщенных парафином.
9. ОСТ 153-39.2-048-2003 Нефть. Типовое исследование пластовых флюидов и сепарированных нефтей. Объем исследований и формы представления результатов.
10. Намиот А.Ю., Бондарева М.М. Растворимость газов в воде под давлением. М.: Гостопиздат, 1963. 147 с.
11. Ашмян К.Д., Ратов А.Н., Дитятева Л.Н. Способ подготовки парафино-смолисто-асфальтеновых нефтей к транспорту и переработке: Патент RU 2084615. Заявка 05.08.1994, публ. 20.07.1997.
12. Ашмян К.Д., Ковалева О.В. и др. Способ эксплуатации нефтяного месторождения, находящегося в зоне распространения вечной мерзлоты: Патент на изобретение № 2524702 РФ, МКП E 21 B43/16. Заявка 2013113863/03, опуб. 10.08.2014.
13. Полищук Ю.М., Яценко И.Г. Анализ статистической зависимости химического состава нефтей от уровня теплового потока на нефтеносных территориях России // Геология нефти и газа. 2007. № 4. С. 39–42.
14. Павлов Ю.М., Ананьева Г.В. Физико-химические свойства нефтей: статистический анализ пространственных и временных изменений температуры воздуха на территории криолитозоны России // Криосфера Земли. 2004. Т. VIII. № 2. С. 3–9.

## References:

1. Baulin V.V. Permafrost layers of petroliferous regions of the USSR. Moscow, Nedra, 1985, 176 p. (In Russ.)
2. Konishchev V.N. Paleoemperature conditions of formation and deformation of the ice complex layers. Kriosfera Zemli = Earth's Cryosphere, 2002, Vol. VI, No. 1, pp. 17–24. (In Russ.)
3. Sumgin M.I. Permafrost soils in the USSR. Vladivostok, 1927. (In Russ.)
4. Deviatkin V.N. The cryolithozone's heat flow of Siberia. Novosibirsk, Nauka, 1993. (In Russ.)
5. Polischuk Y.M., Yaschenko I.G. Comparative analysis of the chemical composition of Russian oils in the permafrost zone and outside. Kriosfera Zemli = Earth's Cryosphere, 2007, Vol. XI, № 1, pp. 45–51. (In Russ.)
6. Namiot A.Yu. Phase equilibriums in oil production. Moscow, Nedra, 1976, 182 p.
7. Ashmyan K.D., Kovaleva O.V., Nikitina I.N., Method for evaluating the paraffin phase state in raw oil. Vestnik TsKR Rosnedra = Central Commission' for Reserves Herald, 2011, No. 6, pp. 11–14. (In Russ.)
8. RD 39-0147035-226-88 Methodological guidance for the identification of oil deposits, saturated paraffin. (In Russ.)
9. OST 153-39.2-048-2003 Oil. Routine searching of the reservoir fluids and the separated oil. The scope of surveys and the data form. (In Russ.)
10. Namiot A.Yu., Bondarev M.M. The solubility of gases in water under pressure. Moscow, Gostopizda, 1963, 147 p. (In Russ.)
11. Ashmyan K.D., Rato A.N. Dityateva L.N. The method of preparing paraffin-resin-asphaltene oils to transport and processing. Patent RU 2084615. The application 05.08.1994 Publication 20.07.1997. (In Russ.)
12. Ashmyan K.D., Kovaleva O.V. et al. The method of exploitation of an oil field, located in the zone of permafrost. Patent for the invention № 2524702, The Russian Federation, INC E 21 B43/16. Application: 2013113863/03, published on 08/10/2014. (In Russ.)
13. Polischuk Yu.M., Yaschenko I.G. Analysis of statistical dependence of the chemical composition of the oil from the heat flow level in the oil-rich Russian territories. Geologiya nefi i gaza = Geology of oil and gas, 2007, No. 4, pp. 39–42. (In Russ.)
14. Pavlov Yu.M., Ananyeva G.V. Physical-chemical oil properties: the statistical analysis of spatial and temporal changes of air temperature on the territory of the Russian cryolithozone. Kriosfera Zemli = Earth's Cryosphere, 2004, Vol. VIII, No. 2, pp. 3–9. (In Russ.)