

## ЛИТОЛОГО-ПЕТРОФИЗИЧЕСКИЕ И НЕФТЕОТДАЮЩИЕ СВОЙСТВА ПОРОД-КОЛЛЕКТОРОВ ПАКЕРОРТСКОГО ГОРИЗОНТА И ДЕЙМЕНАСКОЙ СЕРИИ БАЛТИЙСКОЙ НЕФТЕНОСНОЙ ОБЛАСТИ

Согласно результатам литолого-петрографических исследований породы-коллекторы, вскрытые скважинами Лижей-1 (2129,7 м), Вежайчай-11 (2046,8 м), образовались в прибрежно-морских условиях, а вскрытые скважиной Лижей-1 (2127,6 м) – в условиях морского шельфа. Матрица пород характеризуется довольно высокими фильтрационно-емкостными свойствами: проницаемость (с учётом эффекта Клинкенберга) изменяется от  $0,1 \times 10^{-15} \text{ м}^2$  до  $80,1 \times 10^{-15} \text{ м}^2$ , открытая пористость – от 4,1 до 13,3 %.

Экспериментально установлено, что по отношению к объёму эффективных пор, в зависимости от проницаемости пород, структура нефтенасыщенности выглядит следующим образом: свободноподвижная нефть – 34–67 %, пленочная нефть – 30–41 %, адсорбированная нефть – 2–30 %. Коэффициенты вытеснения нефти водой за безводный период составляют 0,34–0,67, а максимально возможные (с внедрением вторичных методов повышения нефтеотдачи) при заводнении – 0,46–0,77.

**Ключевые слова:** порода-коллектор; открытая, эффективная и динамическая пористости; структура нефтенасыщенности; коэффициенты вытеснения нефти.

### *Введение*

В научной и методической литературе недостаточно освещен вопрос о возможностях экспериментального изучения пород-коллекторов на микроуровне, что приводит к использованию в практике обобщенных петрофизических моделей, неадекватно описывающих физические свойства коллекторов, сформированных в различных геологических условиях осадконакопления. Достаточно низкий уровень физического моделирования процессов вытеснения флюидов не способствует решению одной из актуальнейших научных проблем нефтегазопромысловой геологии – обоснованию флюидонасыщенности и максимально возможных показателей нефтеизвлечения из пород-коллекторов. От этого зависит объективность решения ряда прикладных задач, в частности, от обоснования отдельных параметров кондиций пород-коллекторов до подсчета общих и извлекаемых запасов углеводородов, создания геолого-геофизических основ эффективной разработки месторождений.

### *Цель работы*

Цель данной статьи – изучение нефтеотдающих свойств пород Балтийской нефтеносной области, их взаимосвязи с емкостными свойствами, параметрами порового пространства пород-коллекторов, образованных в различных условиях осадконакопления.

Объект исследований – керновый материал, отобранный из скважин Лижей-1 (глубина отбора (в метрах) – 2127,6, 2128,6, нижний ордовик, пакерортский горизонт  $O_{1pk}$ ; 2129,7, средний кембрий, дейменаская серия  $E_{2dm}$ ), Ауксорас-1 (глубина отбора (в метрах) – 2187,4, нижний ордовик, пакерортский горизонт  $O_{1pk}$ ; 2191,4, средний кембрий, дейменаская серия  $E_{2dm}$ ), Жадейкяй-1 (глубина отбора (в метрах) – 2092,2, нижний ордовик, пакерортский горизонт  $O_{1pk}$ ), Анткоптис-1 (глубина отбора (в метрах) – 2084, нижний ордовик,

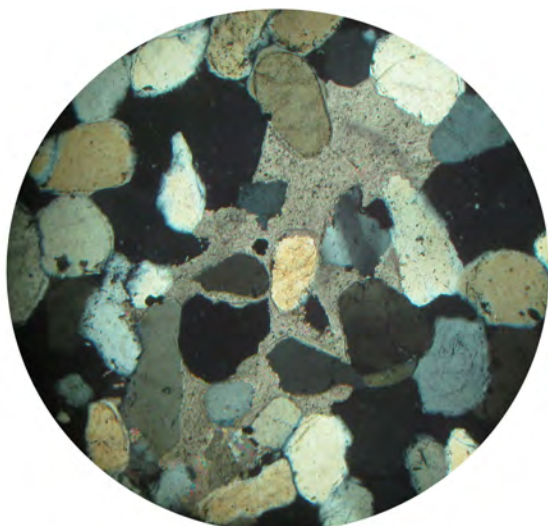
пакерортский горизонт  $O_{1pk}$ ; 2088,3, средний кембрий, дейменаская серия  $E_{2dm}$ ), Вежайчай-11 (глубина отбора (в метрах) – 2046, 2046,8 – средний кембрий, дейменаская серия  $E_{2dm}$ ).

### *Анализ последних исследований и публикаций*

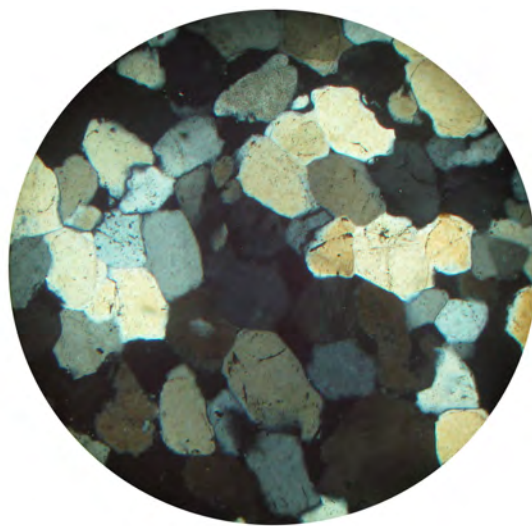
Первые притоки нефти в Прибалтике были получены из верхнеордовикских пород в 1962–1965 гг. в Кибартайской, Гусевской и Кулдингской областях. Первая залежь нефти в среднекембрийских отложениях обнаружена в 1962 г. на Кулдингской площади (Латвия), а в 1968 г. получен промышленный приток нефти на Шюпарайской площади (Литва). Более пристально изучались кембрийские отложения, промышленная нефтеносность которых доказана [Нефтяные..., 1987; Petroleum..., 2001]. Впервые экспериментальные исследования по изучению нефтеотдающих свойств пород среднекембрийского возраста были проведены в УкрНИГРИ [Нестеренко, 1990], но из-за отсутствия тогда более совершенных методических разработок [Нестеренко, 2010] совершенно неизученной оказалась структура нефтенасыщенности коллекторов, сформированных в различных геодинамических условиях.

### *Литолого-петрографические свойства пород*

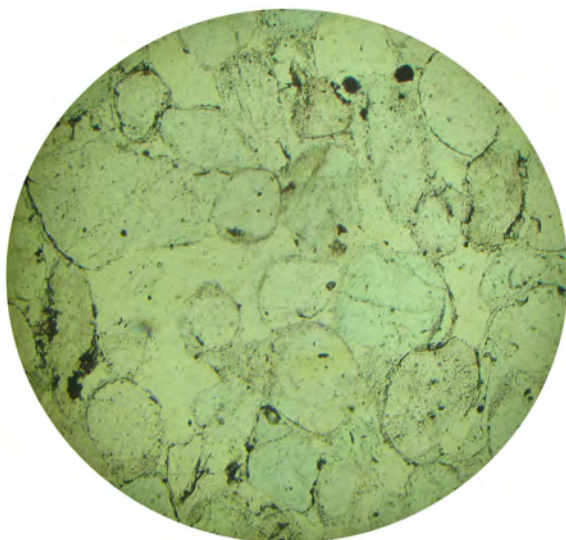
Пакерортский горизонт нижнего ордовика ( $O_{1pk}$ ) представлен, как правило, песчаниками кварцевыми мелко-среднезернистыми с примесью крупнозернистого кварца (размер зерен – 0,51–0,65 мм), с регенерационным кварцевым, пойкилитовым карбонатным и, в основном, контактовым и пленочным глинистым (гидрофлюидистым) цементом, содержание которого составляет 5–7 % породы (рис. 1). Карбонат образует гнездообразные включения, глина – полоски и пленки на контакте между зёрнами, при этом заполняются узкие поры. Контактный и пленочный цемент неравномерно распределен в породе.



**Рис. 1.** Песчаник кварцевый мелко-среднезернистый с пойкилитовым карбонатным, контактовым и пленочным глинистым цементом с фрагментом коррозии зерен кварца карбонатом. Образец 1, скв. Лижяй-1, глубина – 2127,6 м. Увеличение – 63. Ник X

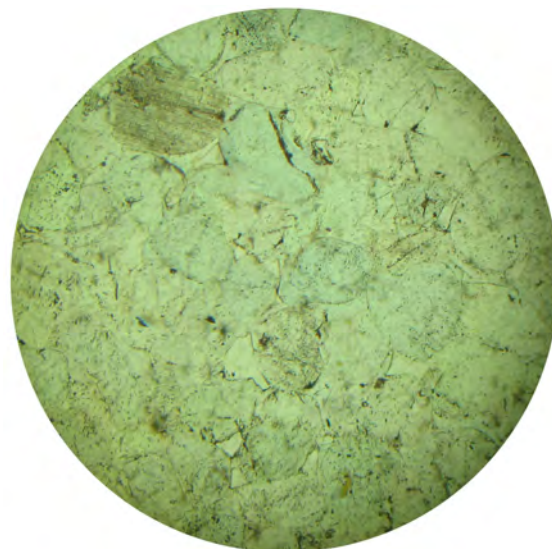


**Рис. 3.** Песчаник кварцевый мелко-среднезернистый с регенерационным кварцевым и контактово-поровым глинистым с незначительной примесью карбоната цементом с конформной, инкорпорационной и микростилолитовой структурой. Образец 10, скв. Вежайчяй-11, глубина – 2046,8 м. Увеличение – 63. Ник X



**Рис. 2.** Песчаник кварцевый мелко-среднезернистый с первичными межзерновыми открытыми угловатыми порами с поровыми каналами. Образец 1, скв. Лижяй-1, глубина – 2127,6 м. Увеличение – 63. Ник II

Структура псаммитовая конформнозернистая, изредка инкорпорационная. Текстура однородная. Обломочный материал представлен окатанными, изредка полуокатанно-угловатыми зернами кварца (90-95 %), зернами калиевых полевых шпатов (7-9 %), единичными табличками биотита и зернами хлорита, кристаллами акцессорного циркона. Встречаются стяжения пирита. Сортирование хорошее. Средний размер зерен – 0,24–0,32 мм.



**Рис. 4.** Песчаник кварцевый мелко-среднезернистый с первичными межзерновыми открытыми угловатыми порами. Образец 10, скв. Вежайчяй-11, глубина – 2046,8 м. Увеличение – 63. Ник II

Вторичные преобразования минералов – коррозия гидрослюдой и карбонатом зерен кварца (см. рис. 1). Вторичные линейные и вогнутые контакты между зернами кварца и полевого шпата, изредка регенерация зерен кварца.

Поровое пространство составляет приблизительно 15 % породы и образовано первичными межзерновыми открытыми порами с поровыми каналами. Поры в основном угловатые со средним

размером – 0,35 мм (рис. 2) и удлиненные (0,23 мм). Раскрытие поровых каналов – 0,02–0,03 мм. Наблюдается довольно равномерное распределение пор по размерам.

Вышеописанные породы образовались в условиях морского шельфа.

*Дейменаская серия среднего кембрия (Є<sub>2dm</sub>)* представлена, как правило, песчаниками кварцевыми мелко-среднезернистыми с регенерационным кварцевым и контактово-поровым глинистым (гидрослюдистым) цементом и незначительной (2–3 %) примесью карбоната (рис. 3). Глинистый материал довольно равномерно распределен в породе и образует тонкие полоски в межзерновом пространстве. Наблюдается повсеместное распространение регенерационного кварцевого цемента. Содержание цемента в породе приблизительно 5 %. Структура псаммитовая конформная, инкорпорационная, изредка микростилолитовая (см. рис. 3).

Вдоль микростилолитовой поверхности иногда присутствуют пленки, которые являются остатками глинистого материала. Текстура однородная. Обломочный материал представлен окатанными, полуокатанно-угловатыми зернами кварца (90–95 %), зернами калиевых полевых шпатов и плагиоклаза (5–7 %), обломками изверженных горных пород, кристаллами циркона. Сортирование хорошее. Средний размер зерен – 0,21–0,28 мм. Иногда встречаются мелкие, размером 0,03–0,05 мм, пятна светло-коричневого битума.

Вторичные преобразования минералов – регенерация и коррозия гидрослюдой зерен кварца, пелитизация полевых шпатов, вторичные линейные и выпукло-вогнутые контакты между зернами кварца, между зернами кварца и полевого шпата, микростилолитовые швы.

Поровое пространство составляет 8–10 % породы и образовано первичными межзерновыми открытыми порами, изолированными и с поровыми каналами (рис. 4). Поры в основном угловатые со средним размером 0,14 мм, также удлиненные (размер 0,13 мм) и округлые (размер 0,08 мм). Раскрытие поровых каналов – 0,01–0,02 мм. Иногда встречаются внутриобломочные трещинки с раскрытием меньше 0,01 мм. Распределение пор в породе неравномерное.

Породы образовались в прибрежно-морских условиях.

Согласно результатам гранулометрического анализа содержание пелитовой фракции в породах нижнеордовикского и среднекембрийского возраста незначительное и составляет 1,1–4,4 %, а содержание карбоната колеблется от 2,4 до 9,9 %.

#### **Методика экспериментальных исследований**

Методические вопросы проведения лабораторных работ регламентированы в нормативных документах [ГОСТ 26450.0-85, 1985; ГОСТ 26450.1-85, 1985; ГОСТ 26450.2-85, 1985; ГСТУ 41-00032626-00-025-2000, 2001; ГСТУ 41-31-2002, 2002; СОУ 73.1-41-08.11.09:2007, 2007], а также описаны в монографии [Нестеренко, 2010].

Из отобранного на исследования керна вырезали цилиндрические образцы диаметром 3 см и длиной 3 см. Затем их подвергали холодной промывке в спирто-бензольной смеси с целью сохранения их первоначальной смачиваемости. После отмывания образцов от солей в дистиллированной воде и высушивания при 105° С на них измеряли абсолютную газопроницаемость и определяли проницаемость с учетом проскальзывания газа (эффект Клинкенберга) [ГОСТ 26450.2-85, 1985].

В кернодержателях фильтрационной установки на образцы создавали эффективное давление, которое соответствовало естественным условиям залегания пород (26–29 МПа).

Затем образцы повторно высушивали до постоянной массы, взвешивали и насыщали под вакуумом моделью пластовой воды с минерализацией по NaCl для скважин соответственно: Лижяй-1, Ауксорас-1 – 182,582 г/л; Жадейкяй-1 – 162,748 г/л; Анткоптис-1 – 193,788 г/л; Вежайчяй-11 – 102,186 г/л и определяли открытую пористость по воде.

Проведение капилляриметрических исследований осуществлялось в две стадии с использованием центробежного метода [ГСТУ 41-00032626-00-025-2000, 2001].

На первой стадии проводили ступенчатое вытеснение из образцов пластовой воды при различном давлении вытеснения. По результатам текущих определений значений водонасыщения ( $K_{вн}$ ) от давления вытеснения ( $p$ ) строили зависимость  $K_{вн}=f(p)$ , из которой по неснижающемуся или характерному значению водонасыщенности определяли остаточную водонасыщенность пород  $K_{ов}$ , а также эффективную пористость  $K_{пв}$  и параметры порового пространства [СОУ 73.1-41-08.11.09:2007, 2007].

На второй стадии образцы с остаточной водой под вакуумом донасыщали керосином и на них проводилось ступенчатое вытеснение керосина  $K_{кн}$  при различном давлении вытеснения ( $p$ ), строилась зависимость керосинонасыщенности пород  $K_{кн}$  от  $p$ , ( $K_{кн}=f(p)$ ), на основании которой определяли параметры структуры нефтенасыщенности пород [ГСТУ 41-31-2002, 2002] и динамическая пористость  $K_{пд}$ .

В качестве углеводородной жидкости выбран очищенный керосин, поскольку его вязкость в поверхностных условиях близка к вязкости нефти из скважины Ауксорас-1 в пластовых условиях (2,5 мПа·с). При этом соблюдается уравнение аддитивной вязкости смеси.

Образцы после завершения второй стадии исследований повторно подвергали холодной промывке в спирто-бензольной смеси, насыщали керосином, затем определяли открытую пористость по керосину.

Пользуясь полученными кривыми капиллярного давления (ККД), общий объем порового пространства пород-коллекторов [СОУ 73.1-41-08.11.09:2007, 2007] разделен на составляющие:

$$K_a + K_{\Delta p} + K_3 = 1,$$

где  $K_a$  – доля сверхкапиллярных поровых каналов;  $K_{\Delta p}$  – доля капиллярных пор;  $K_3$  – доля субкапиллярных пор.

Кроме того, нами были рассчитаны параметры неоднородности: эффективный  $P$  (отношение доли объема капиллярных пор к сверхкапиллярным,  $P = K_{\Delta p}/K_a$ ) и общий  $P_{\Sigma}$  (отношение суммарной доли объема капиллярных пор и субкапиллярных к сверхкапиллярным,  $P = (K_{\Delta p} + K_3)/K_a$ ).

Под *сверхкапиллярными* поровыми каналами  $K_a$  подразумевается доля порового объема, занятого порами, из которых вытеснение флюидов происходит без влияния капиллярных сил (поршневое вытеснение).

*Капиллярные* поры  $K_{\Delta p}$  – доля порового объема, занятого поровыми каналами, эффективность вытеснения флюидов из которых зависит от соотношения гидродинамических и капиллярных сил и характера смачивания поровой поверхности.

*Субкапиллярные* поры  $K_3$  – это доля объема, который занимают нефилтрующие поры, которые, как правило, заполнены остаточной водой.

С этих позиций эффективную пористость  $K_{np}$  следует рассматривать как  $K_{np} = K_n(1 - K_3)$ , а динамическую пористость ( $K_{пл}$ ) – как  $K_{пл} = K_n \times (1 - K_3 - K_{\Delta p})$ .

Структуру нефтенасыщенности коллекторов изучали согласно [ГСТУ 41-31-2002, 2002], при этом проводилось количественное определение

нефти в свободном, пленочном и адсорбированном состояниях. Для нефтяных месторождений коэффициент вытеснения нефти водой следует рассматривать как  $\beta_v = K_{пл}/K_{пв}$  [Нестеренко, 2010].

#### **Фильтрационно-емкостные свойства пород**

Изучены следующие фильтрационно-емкостные свойства: абсолютная газопроницаемость, проницаемость по жидкости (с учетом эффекта Клинкенберга) в пластовых условиях; открытая, эффективная и динамическая пористости пород; остаточная водонасыщенность методом центрифугирования с получением кривых капиллярного давления.

Судя по проницаемости (с учетом эффекта Клинкенберга), породы характеризуются следующими фильтрационно-емкостными свойствами (см. табл. 1): скв. Лижай-1 –  $K_{пр}^{\infty} = (0,1-80,1) \times 10^{-15} \text{ м}^2$ ,  $K_{пл} = (4,1-13,3) \%$ ; скв. Ауксорас-1 –  $K_{пр}^{\infty} = (0,001-22,6) \times 10^{-15} \text{ м}^2$ ,  $K_{пл} = 7,2 \%$ ; скв. Жадейкяй-1 –  $K_{пр}^{\infty} = 42,2 \times 10^{-15} \text{ м}^2$ ; скв. Анткопис-1 –  $K_{пр}^{\infty} = (0,8-10,1) \times 10^{-15} \text{ м}^2$ ,  $K_{пл} = (6,4-6,5) \%$ ; скв. Вежайчяй-11 –  $K_{пр}^{\infty} = (0,2-2,0) \times 10^{-15} \text{ м}^2$ ,  $K_{пл} = (7,1-7,5) \%$ .

Результаты капилляриметрических исследований в двух различных системах фаз методом центрифугирования послужили основой для определения коэффициента остаточного водонасыщения, начального нефтенасыщения, эффективной и динамической пористости коллекторов (табл. 2).

Таблица 1

Фильтрационно-емкостные свойства изученных пород

Лабораторный № образца	Месторождение, № скважины	Глубина отбора, м	Возраст пород	Коэффициент газопроницаемости $K_{пр}$ в пластовых условиях, $1 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$		Открытая пористость, %			
						в поверхностных условиях			в пластовых условиях (по воде) $K_{пв.пл.}$
				$K_{пр}$	с учётом эффекта Клинкенберга $K_{пр}^{\infty}$	за газоволюметрическим методом $K_{пл}$	насыщением керосином $K_{пк}$	насыщением водой $K_{пв}$	
1	Лижай-1	2127,6	O <sub>1</sub> pk	169,4	66,1	13,2	13,4	13,6	13,3
2	- // -	2128,6	O <sub>1</sub> pk	190,6	80,1	13,2	12,2	11,9	11,6
3*	- // -	2129,7	Є <sub>2</sub> dm	2,0	0,1	5,0	3,9	4,4	4,1
4	Ауксорас-1	2187,4	O <sub>1</sub> pk	71,9	22,6	8,9	7,8	7,5	7,2
5	- // -	2191,4	Є <sub>2</sub> dm	0,06	0,001	6,0	-	-	-
6	Жадейкяй-1	2092,2	O <sub>1</sub> pk	114,1	42,2	9,6	-	-	-
7	Анткопис-1	2084	O <sub>1</sub> pk	40,5	10,1	7,7	6,8	6,8	6,5
8	- // -	2088,3	Є <sub>2</sub> dm	7,0	0,8	7,4	7,3	6,7	6,4
9	Вежайчяй-11	2046,0	Є <sub>2</sub> dm	2,1	0,2	8,0	8,1	7,4	7,1
10	- // -	2046,8	Є <sub>2</sub> dm	12,2	2,0	8,7	8,2	7,8	7,5

\*Трещиноватый образец

Таблица 2

Емкостные свойства изученных пород

Лабораторный № образца	Месторождение, № скважины	Глубина отбора, м	Возраст пород	Остаточная водонасыщенность $K_{ов}$ , % в поверхностных условиях	Нефтенасыщенность $K_n$ , %	Пористость, %		
						открытая $K_{пв}$	эффективная $K_{пэ}$	динамическая $K_{пд}$
1	Лижай-1	2127,6	O <sub>1</sub> pk	9	91	13,6	12,4	9,5
2	-//-	2128,6	O <sub>1</sub> pk	9	91	11,9	10,8	8,3
3*	-//-	2129,7	C <sub>2</sub> dm	72	28	4,4	1,2	0
4	Ауксорас-1	2187,4	O <sub>1</sub> pk	15	85	7,5	6,4	4,8
7	Анткоптис-1	2084	O <sub>1</sub> pk	12	88	6,8	6,0	4,1
8	-//-	2088,3	C <sub>2</sub> dm	30	70	6,7	4,7	2,7
9	Вежайчяй-11	2046,0	C <sub>2</sub> dm	32	68	7,4	5,0	2,6
10	-//-	2046,8	C <sub>2</sub> dm	32	68	7,8	5,3	2,4

\*Трещиноватый образец

Таблица 3

Распределение и процентное содержание поровых каналов в изученных породах

Лабораторный № образца	Глубина отбора, м	Процентное содержание пор			Радиус пор $r$ , мкм			Параметр	
		сверхкапиллярных $K_a$	капиллярных $K_{др}$	субкапиллярных $K_з$	сверхкапиллярных $K_a$	капиллярных $K_{др}$	субкапиллярных $K_з$	эффективный $P$	общий $P_\Sigma$
Лижай-1									
1	2127,6	69	22	9	>8,6	0,4-8,6	<0,4	3,14	0,45
2	2128,6	61	30	9	>9,7	0,4-9,7	<0,4	2,03	0,64
3*	2129,7	8	20	72	>4,9	0,4-4,9	<0,4	0,40	11,50
Ауксорас-1									
4	2187,4	58	27	15	>7,0	0,3-7,0	<0,3	2,15	0,72
Анткоптис-1									
7	2084	52	36	12	>9,7	0,3-9,7	<0,3	1,44	0,92
8	2088,3	42	28	30	>1,8	0,3-1,8	<0,3	1,50	1,38
Вежайчяй-11									
9	2046,0	30	38	32	>2,1	0,3-2,1	<0,3	0,79	2,33
10	2046,8	27	41	32	>5,4	0,3-5,4	<0,3	0,66	2,70

\*Трещиноватый образец

Для пород, вскрытых скважинами Лижай-1, Ауксорас-1, Анткоптис-1 и Вежайчяй-11, характерна остаточная водонасыщенность в пределах 9–32 %, только образец из скважины Лижай-1 характеризуется значительной водонасыщенностью – 72 % (отмечены продольные трещины) и его матрица не является коллектором. При этом эффективная пористость изменяется от 1,2 до 12,4 %, а динамическая – от нуля до 9,5 %.

**Особенности структуры порового пространства**

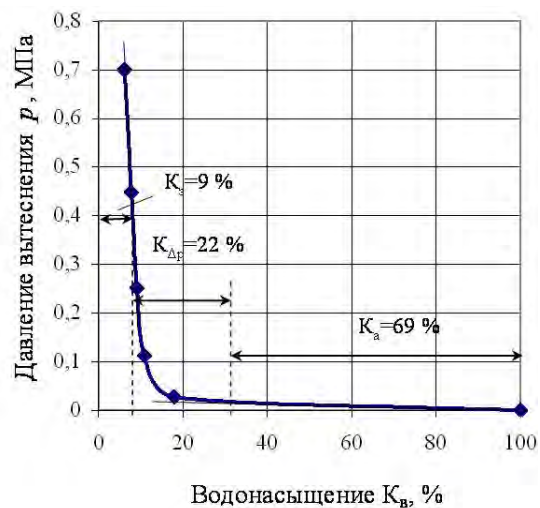
Следует подчеркнуть, что содержание субкапиллярных пор (заполненных остаточной водой) составляет 9–32 % (табл. 3). В зависимости от фильтрационных свойств пород изменяется процентное содержание и радиус поровых каналов. При этом процентное содержание сверхкапиллярных пор изменяется от 8 до 69 %, капиллярных

– от 20 до 41 %, субкапиллярных – от 9 до 72 %. Соответственно радиус поровых каналов изменяется: для сверхкапиллярных пор – 1,8–9,7 мкм и более, капиллярных – 0,3–9,7 мкм, субкапиллярных – менее 0,3-0,4 мкм. Параметр неоднородности эффективный изменяется от 0,4 до 3,14, общий – от 0,45 до 11,5. Наихудшей неоднородностью обладают породы с низкими фильтрационными свойствами: коэффициентом проницаемости  $0,1 \times 10^{-15} \text{ м}^2$  (параметр неоднородности эффективный имеет самое минимальное значение – 0,4, а общий – самое максимальное значение 11,5). Такие породы характеризуются низким содержанием сверхкапиллярных пор (8 %), процентное содержание капиллярных пор находится на уровне 20 %, а субкапиллярных – 72 %. При таком распределении поровых каналов фильтрация нефти из пород невозможна, поскольку субкапиллярные поры заполнены остаточной водой, а в сверхка-

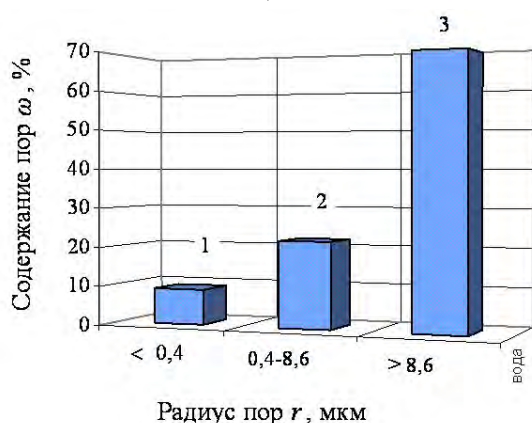
пиллярных и капиллярных порах нефть будет находиться в фазово неподвижном состоянии. Для пород проницаемостью  $K_{пр}^{\infty} = (0,2-80,1) \times 10^{-15} \text{ м}^2$  параметр неоднородности эффективный соответственно варьирует в пределах 0,66–3,14, а общий – 0,45–2,7.

Для пород, сформированных в различных условиях осадконакопления (морской шельф, образец № 1; прибрежно-морские, образец № 10) параметры порового пространства пород существенно отличаются (рис. 5, 6).

Процентное содержание сверхкапиллярных пор в породах, сформированных в условиях морского шельфа более чем в 2,5 раза выше по сравнению с породами, сформированными в прибрежно-морских условиях. Соотношение капиллярных и субкапиллярных пор также отличается. Содержание капиллярных пор занижено более, чем в 1,8 раза, субкапиллярных – в 3,5 раза, что естественно будет сказываться на конечных показателях нефтеизвлечения.



а)

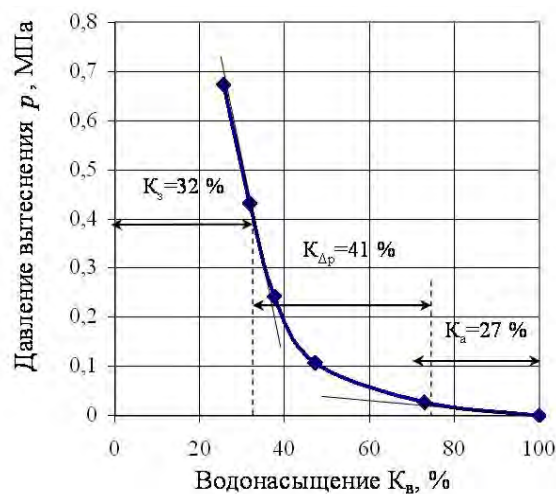


б)

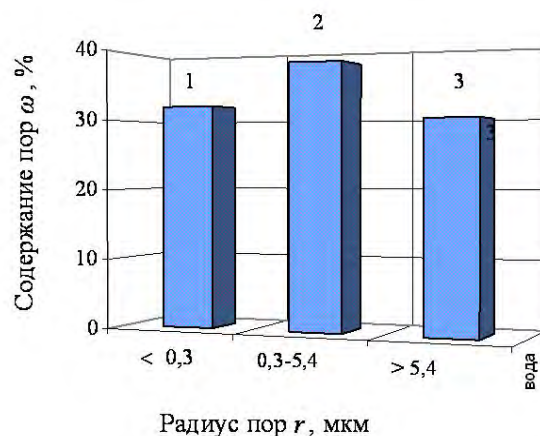
**Рис. 5.** Типичные кривые капиллярного давления (а) и параметры порового пространства (б) для пород-коллекторов, образованных в условиях морского шельфа (образец № 1 из скв. Лижай-1) (содержание пор: 1 – субкапиллярных; 2 – капиллярных; 3 – сверхкапиллярных)

Результаты количественного определения параметров структуры нефтенасыщенности пород сведены в таблице 4, их типичные диаграммы представлены на рисунках 7 и 8.

Анализ изменения нефтеотдающих свойств изученных пород-коллекторов (рис. 9) указывает на довольно широкие пределы их изменения в зависимости от емкостных свойств. Коэффициент вытеснения нефти водой за безводный период изменяется от 0,34 до 0,67, а максимально возможный при условии внедрения вторичных методов повышения нефтеотдачи пластов – от 0,46 до 0,77. При этом следует подчеркнуть, что свободноподвижная нефть является составляющей коэффициента вытеснения нефти за безводный период и сосредоточена в сверхкапиллярных поровых каналах. Пленочная нефть является составляющей максимально возможного коэффициента вытеснения нефти при условии внедрения вторичных методов повышения нефтеотдачи и сосредоточена в капиллярных поровых каналах.

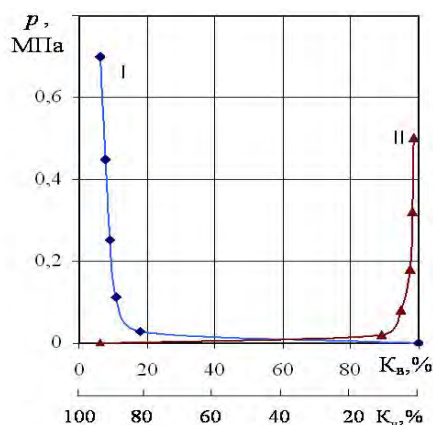


а)

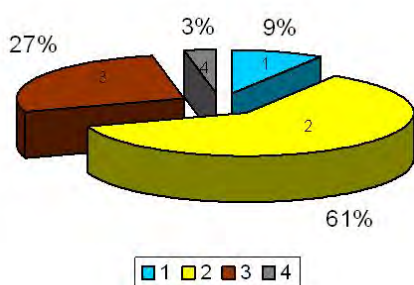


б)

**Рис. 6.** Типичные кривые капиллярного давления (а) и параметры порового пространства (б) для пород-коллекторов, образованных в прибрежно-морских условиях осадконакопления (образец № 10 из скв. Вежайчй - 11) (содержание пор: 1 – субкапиллярных; 2 – капиллярных; 3 – сверхкапиллярных)



а)



б)

**Рис. 7.** Типичные кривые капиллярного давления (а) и структура нефтенасыщенности (б) для пород-коллекторов, образованных в условиях морского шельфа (образец № 1, скв. Лижай-1)

(1 – остаточная вода; 2 – свободноподвижная нефть; 3 – плёночная нефть; 4 – адсорбированная нефть; I – образец с моделью пластовой воды; II – образец с остаточной водой и донасыщен керосином)

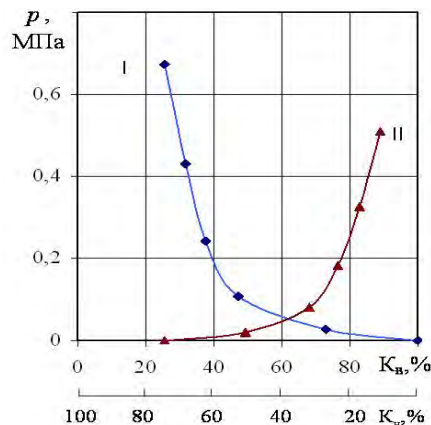
**Нефтеотдающие свойства пород**

Площадь, ограниченная кривыми 1 и 2 (рис. 9), является резервом дополнительного извлечение нефти. Из графика также следует, что при значении открытой пористости 4,4 % и остаточной водонасыщенности около 70 % изученные породы не могут быть коллекторами нефти, поскольку коэффициент вытеснения близок к нулю (произведение  $K_{п} \times K_{н} = 0,03$ ).

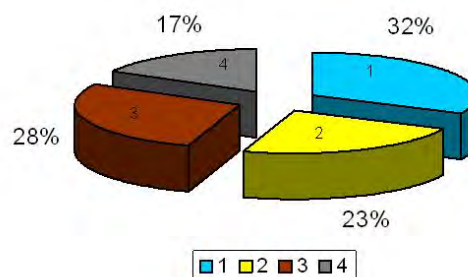
Нефтеотдающие свойства пород-коллекторов, сформированных в условиях морского шельфа и в прибрежно-морских условиях, существенно отличаются (см. рис. 7, 8). Доля свободноподвижной нефти соответственно выше в 2,6 раза, пленочной – практически не отличается (27–28 %), а адсорбированной – существенно ниже (3 % против 17 %) относительно общего объема пор. При этом нефтенасыщенность пород тоже отличается – 91 % против 68 %.

**Выводы**

Анализ результатов лабораторных исследований образцов керна по разрезам скважин Лижай-1, Ауксорас-1, Жадейкай-1, Антопис-1, Вежайчй-11 позволяет сделать следующие выводы:



а)



б)

**Рис. 8.** Кривые капиллярного давления (а) и структура нефтенасыщенности (б) для пород-коллекторов, образованных в прибрежно-морских условиях осадконакопления (образец № 10, св. Вежайчй-11) (условные обозначения, как на рис. 7)

1. Согласно результатам литолого-петрографических исследований, породы-коллекторы из скв. Лижай-1 (2129,7 м), Вежайчй-11(2046,8 м) образовались в прибрежно-морских условиях, а из скв. Лижай-1 (2127,6 м) – в условиях морского шельфа.

2. Матрица пород характеризуется довольно высокими фильтрационно-емкостными свойствами (ФЕС): проницаемость (с учётом эффекта Клинкенберга) изменяется от  $0,1 \times 10^{-15} \text{ м}^2$  до  $80,1 \times 10^{-15} \text{ м}^2$ , открытая пористость – от 4,1 до 13,3 %. Из-за недостаточного объема выборки не удалось установить корреляционные зависимости и даже выявить тенденции изменения ФЕС.

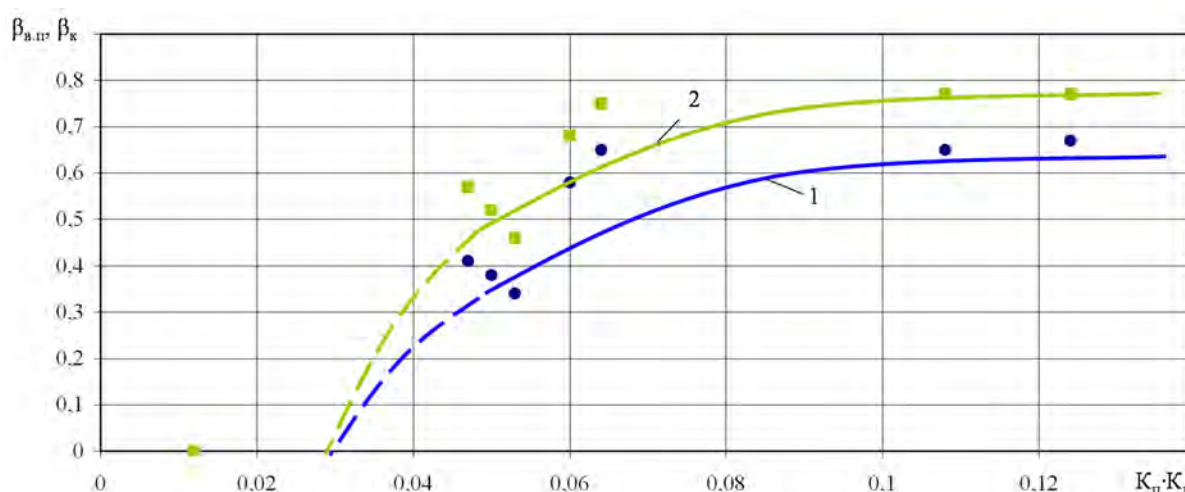
3. Структура нефтенасыщенности по отношению к объему эффективных пор, что соответствует пластовым условиям, в зависимости от проницаемости пород выглядит следующим образом: свободноподвижная нефть – 34–67 %, пленочная нефть – 30–41 %, адсорбированная нефть – 2–30 %. Коэффициенты вытеснения нефти водой за безводный период составляют 0,34–0,67, а максимально возможные (с внедрением вторичных методов повышения нефтеотдачи) при заводнении – 0,46–0,77. Это, в конечном итоге, в дальнейшем при подтверждении позволит дифференцировать запасы нефти по степени подвижности на *активные, трудноизвлекаемые и остаточные*.

Распределение структуры нефтенасыщенности\* пород-коллекторов

Лабораторный № образца	Месторождение, № скважины	Глубина отбора, м	свободно-подвижная нефть по отношению к объёму пор		плёночная нефть по отношению к объёму пор		адсорбированная нефть по отношению к объёму пор		Коэффициент вытеснения, доли ед.			
			открытых	эффективных	открытых	эффективных	открытых	эффективных	безводный период $\beta_{б.п}$ по отношению к объёму пор		максимально возможный $\beta_k$ по отношению к объёму пор	
									открытых	эффективных	открытых	эффективных
1	Лижай-1	2127,6	61	<b>67</b>	27	<b>30</b>	3	<b>3</b>	0,61	<b>0,67</b>	0,70	<b>0,77</b>
2	—//—	2128,6	59	<b>65</b>	30	<b>33</b>	2	<b>2</b>	0,59	<b>0,65</b>	0,70	<b>0,77</b>
4	Ауксорас-1	2187,4	55	<b>65</b>	27	<b>32</b>	3	<b>3</b>	0,55	<b>0,65</b>	0,64	<b>0,75</b>
7	Анткопис-1	2084	51	<b>58</b>	32	<b>36</b>	5	<b>6</b>	0,51	<b>0,58</b>	0,60	<b>0,68</b>
8	—//—	2088,3	29	<b>42</b>	24	<b>34</b>	17	<b>24</b>	0,29	<b>0,41</b>	0,40	<b>0,57</b>
9	Вежайчай-11	2046,0	26	<b>38</b>	22	<b>32</b>	20	<b>30</b>	0,26	<b>0,38</b>	0,35	<b>0,52</b>
10	—//—	2046,8	23	<b>34</b>	28	<b>41</b>	17	<b>25</b>	0,23	<b>0,34</b>	0,31	<b>0,46</b>

\*Структура нефтенасыщенности и коэффициент вытеснения в пластовых условиях будет соответствовать распределению составляющих нефтенасыщенности относительно эффективного объема пор (цифры в таблице выделены темным цветом).

\*\*Трещиноватый образец.



**Рис. 9.** Тенденция изменения коэффициента вытеснения нефти за безводный период (1) и максимально возможного при заводнении (2) в зависимости от емкостных свойств пород-коллекторов (произведение открытой пористости на нефтенасыщенность)

4. На основе сведений о нефтенасыщенности и открытой пористости пород, полученных по данным ГИС и с учетом результатов данного исследования в первом приближении можно прогнозировать структуру нефтенасыщенности коллекторов.

#### Литература

- ГОСТ 26450.0-85. Породы горные. Общие требования к отбору и подготовке проб для определения коллекторских свойств. — М.: Изд-во стандартов. — 1985. — 12 с.
- ГОСТ 26450.1-85. Породы горные. Метод определения коэффициента открытой пористости жидкостенасыщением. — М.: Изд-во стандартов. — 1985. — 8 с.
- ГОСТ 26450.2-85. Породы горные. Метод определения коэффициента абсолютной газопроницаемости при стационарной и нестационарной фильтрации. — М.: Изд-во стандартов. — 1985. — 16 с.
- ГСТУ 41-00032626-00-025-2000. Коефіцієнт залишкового водонасичення гірських порід. Методика виконання вимірювань методом центрифугування зразків. — К.: Мінекоресурсів України. — 2001. — 19 с.
- ГСТУ 41-31-2002. Визначення параметрів структури нафтонасичення порід-колекторів методом центрифугування зразків. — К.: Мінекоресурсів України. — 2002. — 20 с.
- СОУ 73.1-41-08.11.09:2007. Визначення параметрів порового простору порід-колекторів. Методичні вказівки. — К.: Держгеолслужба. — 2007. — 13 с.
- Нестеренко Н.Ю. Методы комплексного исследования фильтрационно-емкостных свойств терригенных коллекторов нефтяных месторож-



дений: Автореф. дисс... канд. геол.-мин. наук – Львов: ИГГГК АН УССР. – 1990. – 16 с.  
Нестеренко М.Ю. Петрофізичні основи обґрунтування флюїдонасичення порід-колекторів. – К.: УкрДГРІ, 2010. – 224 с.

Нефтяные месторождения Прибалтики / Под ред. Г.Б. Восилоса. – Вильнюс: Моклас, 1987. – 146 с.  
Petroleum Geology of Lithuania and Southeastern Baltic / Ed. by O. Zdanaviciute and K. Sakaluskas. – Vilnius: GI, 2001. – 204 p.

### ЛІТОЛОГО-ПЕТРОФІЗИЧНІ І НАФТОВІДДАВАЛЬНІ ВЛАСТИВОСТІ ПОРІД-КОЛЕКТОРІВ ПАКЕРОРТСЬКОГО ГОРИЗОНТУ І ДЕЙМЕНАСЬКОЇ СЕРІЇ БАЛТІЙСЬКОЇ НАФТОНОСНОЇ ОБЛАСТІ

**М.Ю. Нестеренко, А. Клейнас, Ю.М. Віхоть, Г.П. Боднарчук, В.В. Іванов, Л.В. Гаврилець**

За результатами літолого-петрографічних досліджень породи-колектори, розкриті свердловинами Ліжяй-1 (2129,7 м), Вежайчяй-11 (2046,8 м), утворились у прибережно-морських умовах, а розкриті свердловиною Ліжяй-1 (2127,6 м) – в умовах морського шельфу. Матриця порід характеризується доволі високими фільтраційно-ємнісними властивостями: проникність (з урахуванням ефекту Клінкенберга) змінюється від  $0,1 \times 10^{-15} \text{ м}^2$  до  $80,1 \times 10^{-15} \text{ м}^2$ , відкрита пористість – від 4,1 до 13,3 %.

Експериментально встановлено, що стосовно об'єму ефективних пор, залежно від проникності порід, структура нафтонасичення виглядає так: вільнорухома нафта – 34–67 %, плівкова нафта – 30–41 %, адсорбована нафта – 2–30 %. Коефіцієнт витіснення нафти водою за безводний період становить 0,34–0,67, а максимально можливий (після впровадження вторинних методів підвищення нафтовилучення) після заводнення – 0,46–0,77.

**Ключові слова:** порода-колектор; відкрита, ефективна та динамічна пористість; структура нафтонасичення; коефіцієнт витіснення нафти.

### LITHOLOGIC, PETROPHYSICAL AND OIL RECOVERY PROPERTIES OF RESERVOIR ROCKS IN PAKERORT HORIZON AND DEYMENASK SERIES OF THE BALTIC SEA OIL AREA

**M.Yu. Nesterenko, A. Kleinas, Yu.M. Vikhot, A.B. Bodnarchuk, V.V. Ivanov, L.V. Havrylets**

According to the results of litho-petrographic investigations the rock reservoirs discovered by Lyzhiay-1 (2129 m), Vezhaiciay-11 (2046,8 m) boreholes were formed under the coastal-marine conditions, and discovered by the Lyzhiay-1 (2127,6 m) borehole they were formed under the sea shelf conditions. Matrix of the rocks is characterized by high reservoir properties: permeability (taking into consideration the Klinkenberg effect) changes from  $0,1 \times 10^{-15} \text{ м}^2$  to  $80,1 \times 10^{-15} \text{ м}^2$  and open porosity changes from 4,1 to 13,3 %.

The experiment has shown that in relation to the volume of effective pores and depending on the level of rock permeability, the structure of oil saturation is the following: free oil – 34–67 %, film oil – 30–41 %, absorbed oil – 2–30 %. The coefficient of water-oil displacement during waterless period is 0,34–0,67 and the maximum coefficient with the usage of secondary oil recovery enhancement methods during watering is 0,46–0,77.

**Key words:** reservoir-rock; open, effective and dynamic porosity; oil saturation structure; oil displacement coefficient.

<sup>1</sup>Львовское отделение УкрГГРИ, г. Львов, Украина

Надійшла 18.04.2011

<sup>2</sup>ЗАО “Manifoldas”, г. Гаргждай; Институт геологии и географии при Центре изучения природы, г. Вильнюс, Литва

<sup>3</sup>Институт геофизики им. С.И. Субботина НАН Украины, г. Киев, Украина