

УДК 622:031. 622:023

НОВЫЕ ДАННЫЕ КОМПЛЕКСНОГО ИССЛЕДОВАНИЯ ГЕОМЕХАНИЧЕСКИХ И ПЕТРОФИЗИЧЕСКИХ СВОЙСТВ ПОРОД-КОЛЛЕКТОРОВ ДОЛГИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ ПЕЧОРСКОГО МОРЯ

Дзюбло Александр Дмитриевич¹,
dzyublo.a@gubkin.ru

Бороздин Сергей Олегович¹,
borozdin.s@gubkin.ru

¹ Российский Государственный Университет нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина,
Россия, 119991, г. Москва, Ленинский пр., 65, к. 1.

Актуальность исследования обусловлена необходимостью сокращения времени строительства скважин на арктическом шельфе ввиду ограниченного по времени сезона навигации и повышения точности при оценке запасов, получаемых по результатам испытания разведочных скважин Долгинского месторождения. Результаты исследования позволяют выбрать оптимальную технологию вскрытия карбонатных пластов-коллекторов Долгинского месторождения, дают возможность обеспечить устойчивость стенок скважины и сохранение коллекторских свойств, установить взаимосвязи коллекторских свойств пород и напряжений в продуктивных пластах, а также обосновать технологические параметры разработки месторождения.

Цель: оценка влияния состава, структуры, фильтрационно-емкостных свойств пород-коллекторов и действующих напряжений на их проницаемость.

Объекты: карбонатные породы-коллекторы нижнепермского и каменноугольного возраста вскрыты скважиной с глубины 2982 м до забоя 3175 м и характеризуются по керну известняками пелитоморфными, органогенно-обломочными и скрыто-кристаллическими разновидностями.

Методы. Исследования проведены современными лабораторными методами, включая ртутную порометрию, метод ядерно-магнитного резонанса, а также уникальный испытательный стенд Института проблем механики РАН.

Результаты. На основе количественных данных литолого-петрофизических свойств изучены деформационно-прочностные характеристики пород из вероятно продуктивной части разреза скважины Северо-Долгинская № 1, которая в силу короткого сезона работ в море не испытывалась. Получены данные о структуре порового пространства, акустических свойствах, плотности, пористости и проницаемости (в том числе в пластовых условиях), остаточной водонасыщенности и т. д. Были изучены деформации образцов пород карбонатной залежи по трем направлениям и связь их с проницаемостью в условиях напряженного состояния. Полученные в результате работы новые сведения позволяют более точно подбирать свойства и компонентный состав бурового раствора с целью контроля репрессии, формирования тонкой непроницаемой фильтрационной корки и минимизации физико-химических взаимодействий между фильтратом бурового раствора и пластовыми флюидами.

Ключевые слова:

Долгинское месторождение, карбонатные коллектора, геомеханика, петрофизика, ядерный магнитный резонанс, трехосное нагружение, проницаемость, порометрия.

Введение

Значительная часть мировых запасов нефтяных месторождений приурочена к карбонатным коллекторам порово-трещинной структуры, проницаемость которых при изменении напряженно-деформированного состояния в околоскважинной зоне, происходящего при бурении скважин, может изменяться в десятки раз, что окажет существенное влияние на работу скважин. В настоящей статье приведены результаты комплексных исследований карбонатных пород пермокарбонатового возраста Долгинского нефтяного месторождения в Печорском море.

Долгинское нефтяное месторождение находится в Арктике, в центральной части Печорского моря, в 80–110 км от берега. Ближайшие месторождения расположены в 30–80 км к югу либо юго-востоку: Приразломное, Варандей-море и Медыньское-море нефтяные; Северо-Гуляевское нефтегазоконденсатное (рис. 1). Месторождение открыто в 1999 г. в результате испытания карбонатного комплекса нижней перми-верхнего+среднего карбона в поисковой скважине

Южно-Долгинская № 1 в интервале 3288–3327 м. На штуцере 13 мм был получен приток нефти дебитом 168 м³/сут. На сегодняшний день на месторождении пробурено четыре поисково-разведочные скважины.

Пласты горных пород в процессе бурения и первичного вскрытия, крепления, вторичного вскрытия и освоения скважины подвергаются целому комплексу различных воздействий. Все вышеуказанные технологические операции нарушают природное состояние массива горных пород. Эти процессы сопровождаются изменением распределения напряжений в прискважинной зоне, приводящим к обрушениям стенок скважин [1–3].

В зависимости от литологического разреза и свойств промывочных жидкостей процессы деформирования могут проявляться в виде кавернообразования, осыпания стенок скважины, гидроразрыва пород и других осложнений, что отрицательно сказывается на проводке скважин, приводит к повышению степени загрязнения призабойной зоны и аварийным ситуациям [4–6].

Устойчивость стенок скважины тесно связана с геомеханическими характеристиками горных пород, структурными особенностями и исходным напряженным состоянием массива. Особую чувствительность к действующим нагрузкам испытывают коллекторы трещинного и трещинно-порового типов [7–9].

На современном этапе развития технологий вскрытия продуктивного пласта особенности поведения карбонатных трещинных пород-коллекторов под нагрузкой учитываются недостаточно, особенно для морских месторождений [10–14].



Рис. 1. Обзорная карта юго-восточной части Печорского моря

Fig. 1. Overview map of the southeastern part of the Pechora Sea

Литолого-петрофизические исследования керна скважины Северо-Долгинская № 1 проводились в РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина, ОАО «Тверьгеофизика», ГУП «Арктикоморнефтегазразведка», а геомеханические характеристики были определены в Институте проблем механики РАН. Были определены: открытая пористость (по раствору пластовой воды и по керосину), абсолютная проницаемость (по воздуху), объемная, минералогическая и кажущаяся плотности, остаточная водонасыщенность методом центрифугирования.

Фильтрационно-емкостные и петрофизические свойства пород определялись на образцах керна согласно ГОСТ 26450.1-85 «Породы горные. Метод определения открытой пористости жидкостенасыщением» и ГОСТ 26450.2-85 «Породы горные. Метод определения коэффициента абсолютной газопроницаемости при стационарной и нестационарной фильтрации».

Литолого-петрофизические характеристики коллекторов

В разрезе скважины Северо-Долгинская № 1 породы-коллекторы представлены терригенными и карбонатными разностями. Карбонатные породы-коллекторы

нижнепермского и каменноугольного возраста вскрыты скважиной с глубины 2982 м до забоя 3175 м и характеризуются по керну известняками пелитоморфными, органогенно-обломочными и скрытокристаллическими разностями. Карбонатный разрез в целом характеризуется невысокими фильтрационно-емкостными свойствами, однако вскрыто несколько пластов с повышенными значениями пористости и проницаемости [15–17].

По результатам петрофизических исследований повышенные показатели отмечены для ряда интервалов (табл. 1, 2). По материалам интерпретации ГИС весь интервал разреза от 2987 до 3092 м вероятно продуктивный. Интервал глубин 2992,4–3036,6 м сложен известняками ассель-сакмарского яруса нижней перми, содержащими до 50 % обломков органики. В образцах керна отмечаются поры, имеющие характерные признаки выщелачивания с щетками кальцита на стенках, отмечен резкий запах нефти. По результатам ГИС здесь выделены интервалы с межзерновым и каверново-трещинным типом коллектора. Такая структура пород влияет на их изотропность. Проницаемость образцов, выпиленных из керна параллельно напластованию (П), несколько выше, чем перпендикулярно (Л) напластованию.

Таблица 1. Сводная таблица средних значений открытой пористости (K_n) и абсолютной проницаемости (K_{np}) карбонатных пород (известняков) скважины Северо-Долгинской № 1

Table 1. Summary table of average values of open porosity (K_n) and absolute permeability (K_{np}) of carbonate rocks (limestones) of well Severo-Dolginskaya no. 1

Интервалы глубин по ГИС (м) GIS depth intervals (m)	K_n по керосину (%) K_n for kerosene (%)	K_n по раствору (%) K_n for solution (%)		K_{np} (10–15 мД) K_{np} (10–15 mD)	
		II (паралл. напласт. parallel to bed)	I (перпен. напласт. perpendicular to bed)	II (паралл. напласт. parallel to bed)	I (перпен. напласт. perpendicular to bed)
2982–2995 2996–3048	—1,6— 0,1–5,3 (111)	—1,3— 0,4–3,4 (81)	—1,2— 0,2–3,7 (42)	—0,51— 0,01–11,93 (85)	—0,04— 0,01–0,41 (45)
2994,8–2996,6	—18,3— 13,8–21,9 (4)	—18,1— 13,8–21,1 (4)	—21,6— 12,3–30,2 (3)	—215,93— 35,54–441,61 (4)	—140,98— 21,26–283,52 (3)
3048–3068	—2,1— 0,3–6,7 (36)	—2,3— 0,4–7,5 (29)	—1,7— 0,3–4,0 (26)	—0,07— 0,01–0,56 (29)	—0,01— 0,01–0,09 (27)
3068–3090	—2,4— 0,3–5,9 (39)	—1,3— 0,2–4,9 (50)	—1,4— 0,3–5,1 (46)	—0,05— 0,01–1,52 (52)	—0,02— 0,01–0,28 (48)

в числителе – среднее значение; в знаменателе – диапазон значений; в скобках – число образцов.

the numerator is the average value; the denominator is the range of values; in brackets – number of samples.

Таблица 2. Результаты исследования образцов ядра скважины Северо-Долгинская № 1

Table 2. Results of core samples testing from well Severo-Dolginskaya no. 1

№ лабор. Lab no.	Глубина, м Depth, m		Краткое название породы Rock short name	Открытая пористость, % Open porosity, %			Плотность, г/см ³ Density, g/cm ³				Проницаемость, мД Permeability, mD	
	по бурению/drilling	по ГИС/LWD		по керос. (паралл.+куб) kerosene (parallel+cube)	по раствору (паралл. напласт.) solution (parallel)	по раствору (перпен. напласт.) solution (perpendicular)	объёмная (паралл.+куб) bulk (parallel + cube)	объёмная (перпен. напласт.) bulk (perpendicular to bed)	минералогич./mineralogical	минералогич. (кажущ.) mineralogical (apparent)	(паралл. напласт.) (parallel to bed)	(перпен. напласт.) (perpendicular to bed)
СД1-111-99	2993,25	2988,25	изв./limestone	0,5	–	–	2,7	–	–	2,71	–	–
СД1-112-99	2993,7	2988,7		0,3	0,4	–	2,68	–	2,71	2,69	<0,01	–
СД1-113-99	2993,9	2988,9		0,2	0,4	–	2,69	–	2,73	2,7	0,5	–
СД1-127-99	2999,4	2994,4		1,6	1,3	–	2,65	–	2,72	2,7	0,01	–
СД1-128-99	2999,75	2994,75		21,9	21,1	22,2	2,1	2,09	2,70	2,69	348,47	283,52
СД1-129-99	2999,95	2994,95		16,9	–	–	2,24	–	2,73	2,7	–	–
СД1-169-99	3014,5	3009,5		5,3	5	–	2,46	–	2,64	2,59	1,78	–
СД1-175-99	3017,2	3012,2		3,2	2,2	–	2,61	–	2,70	2,69	0,38	0,18
СД1-176-99	3017,6	3012,6		2,7	1,8	2	2,62	2,63	2,70	2,69	<0,01	<0,01
СД1-213-99	3034,1	3029,1		1,3	1,1	–	2,66	–	–	2,69	0,11	–
СД1-214-99	3034,15	3029,15		3	1,9	–	2,62	–	2,70	2,69	0,13	–
СД1-222-99	3038,2	3033,2		0,6	–	–	2,7	–	–	2,71	–	–
СД1-237-99	3044,4	3039,4		0,5	0,5	0,4	2,69	2,7	2,72	2,69	<0,01	<0,01

Результаты исследования методом ядерно-магнитного резонанса (ЯМР)

Исследования методом ядерно-магнитного резонанса проводились комплексно (табл. 3). ЯМР спектрометром «CoreSpec-1000» на полномасштабном ядре выполнено определение общей пористости (K_n) и ее каверновой составляющей ($K_{п.кав}$), оценка модельной остаточной водонасыщенности ($K_{во}$), расчет статистических распределений пор по размерам. Расчет каверновой составляющей общей пористости выполнен путем оцифровки разрезанных пластин и получения видеоизображения в системе «VIDIOLAB». Проницаемость измерялась в двух горизонтальных и одном вертикальном направлении. Определение минералогической плотности по гелию на приборе «AcuPys-1330».

Результаты измерений, приведенные в табл. 3, показывают распределение пористости и проницаемости в исследуемом интервале. Структура порового пространства известняков формируется за счет не только межзерновой, но и каверновой и трещинной составляющей. Например, образец с глубины 2999,82 м имеет пористость $K_n=21,29$ %, которая является суммой пористости глинистой составляющей ($K_{п.гл}$), пор, заполненных связанной водой ($K_{п.св.в}$), эффективной пористости ($K_{п.эф}$) и каверновой пористости ($K_{п.кав}$). Такой образец обладает высокой проницаемостью K_{np} 230,1 мД и низкой остаточной водонасыщенностью 34,66 %, что характерно для коллекторов высокого класса. Результаты расчета статистических распределений пор по размерам на представительной выборке в интервале глубин 2988,3–3050,8 м показаны на рис. 2.

Таблица 3. Результаты исследования образцов керн на ЯМР-спектрометре, скважина Северо-Долгинская № 1

Table 3. Results of examining core samples on an NMR spectrometer, well Severo-Dolginskaya no. 1

Глубина, м Depth, m	$K_{п}$ /Porosity, %	$K_{п,г}$ Porosity (clay), %	$K_{п,св}$ Porosity (S_{wir}), %	$K_{п,эф}$ Eff. porosity, %	$K_{п,вуг}$ Vug. porosity, %	$K_{пр}$, мД Permeability, mD	$K_{пр}/S_{эф}$, %
2993,22	0,49	0,06	0,39	0,04	0	0,07	91,84
2993,22	0,75	0,04	0,5	0,21	0	0,22	72
2995,07	1,01	0,54	0,29	0,18	0	0,12	82,18
2995,07	1,08	0,64	0,31	0,13	0	0,38	87,96
2999,15	11,95	0,23	5,52	6,07	0,13	65,13	48,12
2999,15	13,16	0,28	5,65	6,19	1,04	39,4	45,06
2999,82	21,29	0,29	7,09	12,98	0,93	230,1	34,66
3014,89	3,73	0,24	2,17	1,03	0,29	0,99	64,61
3016,26	2	1,37	0,6	0,03	0	0,04	98,5
3016,31	2,62	0,15	1,54	0,73	0,2	0,44	64,5
3016,68	2,68	0,02	1,04	1,51	0,11	3,46	39,55
3016,74	2,42	0,01	1,15	1,22	0,04	2,71	47,93
3018,33	2,6	0	0,73	1,6	0,27	2,85	28,08
3034,53	2,18	0,03	1,45	0,7	0	1,7	67,89
3034,63	2,15	0,06	1,52	0,57	0	0,95	73,49
3038,86	1,08	0,02	0,65	0,41	0	0,17	62,04
3044,84	1,72	0,1	0,87	0,75	0	1,61	56,4

Из рис. 3 видно, что средняя эффективная пористость равна 1,12 %, а в отдельных прослоях достигает 12–14 %.

Ртутная порометрия

Структура порового пространства коллекторов скважины Северо-Долгинская № 1 изучалась также методом ртутной порометрии на ограниченной коллекции образцов известняков.

Нагнетание ртути в проницаемую породу основывается на уравнении Лапласа, определяющем соотношение капиллярного давления несмачивающей жидкости и размеров порового канала. В результате получают кривые зависимости объема ртути, вдуваемой в породу, от давления нагнетания при его ступенчатом повышении.

Работами специалистов в области физики пласта и петрофизики установлена тесная связь распределения пор по размерам с проницаемостью и водонасыщенностью коллекторов нефти и газа различных месторождений [18–20].

Методом ртутной порометрии было изучено 15 образцов известняка, полученных из скважины № 1 Северо-Долгинская из интервала отбора керн 2990,24–3084,23 м. Измерения проводились на ртутном порометре «Auto-pore 9200» [21].

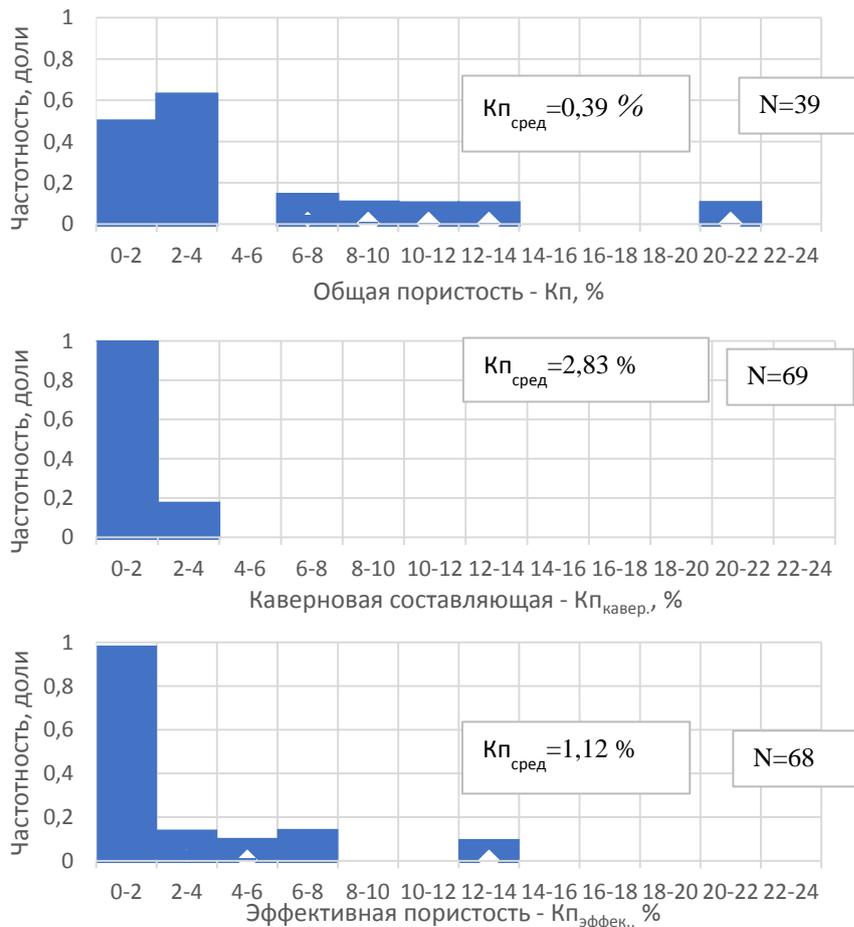


Рис. 2. Распределение пористости карбонатных коллекторов продуктивного интервала 2988,3–3050,8 м в скв. Северо-Долгинская № 1

Fig. 2. Porosity distribution of carbonate reservoirs in the productive interval 2988,3–3050,8 m in the well Severo-Dolginskaya no. 1

Лабораторные исследования показали следующие результаты:

- измеренная открытая пористость образцов находится в диапазоне 0,05–1,28 %;
- в некоторых образцах с глубин 2990,24 и 2990,97 м определено наличие закрытых пор диаметром $d_{\text{пор}} < 0,01$ мкм.

Результаты измерений показывают, что в изученной выборке, несмотря на небольшое количество образцов, присутствуют отдельные высокопроницаемые экземпляры, в которых объем пор в диапазоне 70–300 мкм составляет 10 %, что способствует фильтрации жидкости и газа в пласте (рис. 3).

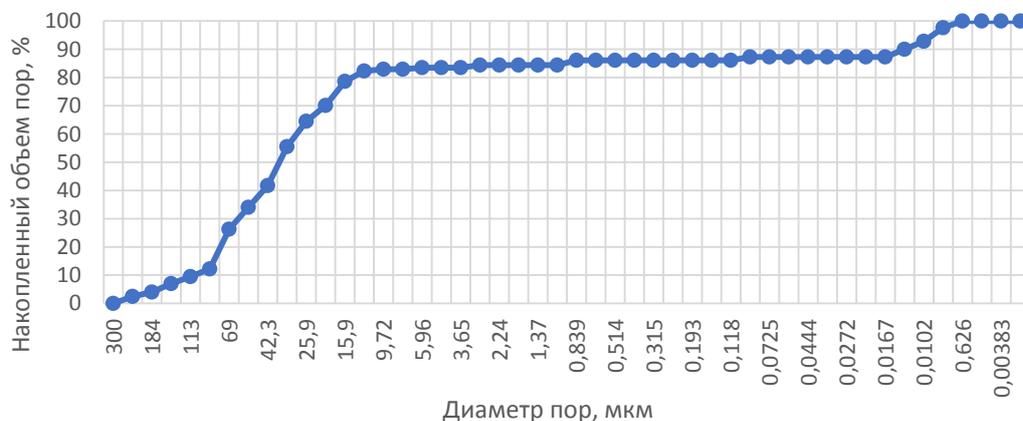


Рис. 3. Диаграмма распределения пор по размерам по данным ртутной порометрии образца с глубины 2998,82 м скважины Северо-Долгинская № 1

Fig. 3. Pore size distribution diagram according to mercury porosimetry data of a sample from a depth of 2998,82 m in the Severo-Dolinskaya well no. 1.

Исследование деформационных и прочностных характеристик

На кернах Долгинского месторождения были проведены исследования геомеханических свойств на испытательной установке ИПМ РАН по двум сценариям испытаний.

Установка для создания трехосного независимого нагружения позволяет изучать деформационные, прочностные и фильтрационные характеристики горных пород. Преимуществом данной установки является возможность изучения влияния действующих напряжений на проницаемость.

Таблица 4. Результаты изучения влияния изменения напряжений на проницаемость карбонатных пород скважины Северо-Долгинская № 1

Table 4. Results of studies of the influence of stress changes on the permeability of carbonate rocks of the well Severo-Dolinskaya no. 1

№ обр. Sample no	Глубина, м Depth, m	Программа испытаний Test programme	Начальная проницаемость, мД Initial permeability, mD	Проницаемость при всестороннем сжатии 40 МПа, мД Permeability at confined pressure 40 MPa, mD	Максимальное нагружение, МПа Maximal stress, MPa
440	2993,09	1	0,34	0,017	88
445/1	2999,67	2	243	194	–
445/2	2999,67	1	188	–	<40
457	3014,85	2	0,02	0,003	80
462	3017,12	1	2,6	0,26	–
480	3034,52	2	0,006	–	130
485	3038,86	2	0,06	0,003	60
489	3044,78	2	0,001	–	130

Методика проведения исследований рассмотрена в работах [22–24], поэтому остановимся на основных результатах и характеристиках пород.

Используя технические возможности установки, были изучены деформационные и прочностные характеристики горных пород на коллекции образцов (табл. 4) и зависимости их проницаемости от уровня и соотношения действующих напряжений. При исследовании влияния напряжений на проницаемость горных пород использован метод прямого измерения проницаемости. До испытания на прессе были измерены начальные проницаемости всех образцов в плоскости, перпендикулярной оси скважины (табл. 4).

По двум программам исследовалось напряженное состояние, возникающее в породе вокруг скважины и вблизи перфорационных отверстий.

Сценарий 1 – изменение напряжений в околоскважинной зоне

Методика испытаний по сценарию 1 показана на рис. 4. Напряжения σ_1 , σ_2 , σ_3 соответствуют напряжениям σ_z , σ_R , σ_θ в околоскважинной зоне.

Стадия 1. Все напряжения одновременно увеличивают до значения, равного разности горного и пластового давления на глубине отбора керна (отрезок ОА на рис. 5). Точка А характеризует напряжения в горной породе до бурения скважины. Горное давление на Северо-Долгинском месторождении на глубине порядка 3 км составляет 70 МПа, пластовое давление нефти 30 МПа, следовательно, эффективное давление составляет 40 МПа. Испытания проводились для двух значений δ : $\delta=0$, $\delta=0,2$.

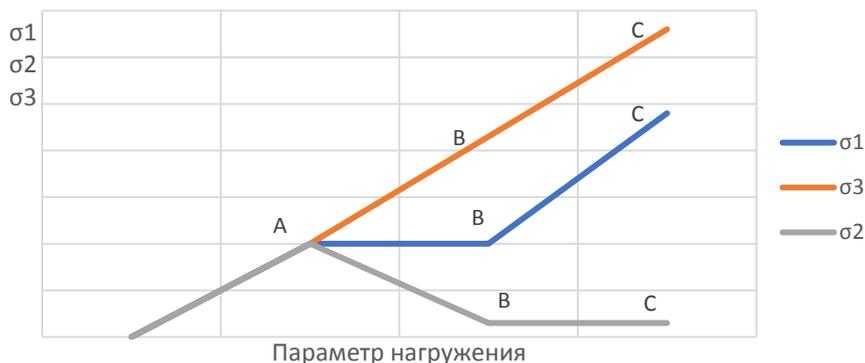


Рис. 4. Диаграмма напряжений по программе 1

Fig. 4. Stress diagram for programme 1

Стадия 2. Затем (отрезки АВ) продолжали увеличивать напряжение σ_3 , σ_1 при этом оставалась постоянной (равной 40 МПа для $\delta=0$ и 46 МПа для $\delta=0,2$), а σ_2 постепенно уменьшали. Основным условием было поддержание среднего напряжения $\sigma=(\sigma_1+\sigma_2+\sigma_3)/3$ на всем протяжении второй стадии постоянным. Точка В описывает состояние, когда бурение скважины завершено, и она заполнена технической водой. Давление на забое 30 МПа, а напряжения:

$$\begin{aligned} \sigma_1=40 \text{ МПа}, \sigma_2=80 \text{ МПа}, \sigma_3=0 \text{ для } \delta=0, \\ \sigma_1=46 \text{ МПа}, \sigma_2=86 \text{ МПа}, \sigma_3=6 \text{ МПа для } \delta=0,2. \end{aligned}$$

Стадия 3. Данная стадия воспроизводит процесс снижения давления в скважине при ее освоении (отрезки ВС на рис. 5). Радиальное напряжение σ_R под-

держивается постоянным, а остальные напряжения возрастают. Важно отметить, что кольцевые напряжения возрастают в два раза быстрее. Третья стадия продолжалась до тех пор, пока образец сохранял целостность.

В процессе исследований проводились замеры проницаемости образца и деформации в трех направлениях.

Сценарий 2 – изменение напряжений вокруг перфорационных каналов

Последовательность испытаний по сценарию 2 приведена на рис. 5. Здесь напряжения $\sigma_1, \sigma_2, \sigma_3$, действующие по осям образца, соответствуют напряжениям $\sigma_\varphi, \sigma_\theta, \sigma_R$ вблизи перфорационного отверстия.

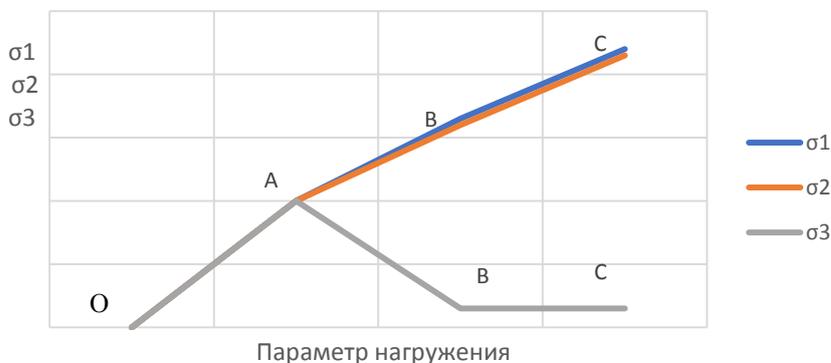


Рис. 5. Диаграмма напряжений по программе 2

Fig. 5. Stress diagram for programme 2

Стадия 1. Увеличение всестороннего давления до 40 МПа для $\delta=0$ или до 46 МПа для $\delta=0,2$ (отрезок ОА).

Стадия 2. Окружные напряжения продолжают возрастать, в то время как радиальное напряжение снижается (отрезки АВ на рис. 5). Среднее значение напряжения поддерживается постоянным на уровне 40 МПа для $\delta=0$ и 46 МПа для $\delta=0,2$. Завершение второй стадии имитирует напряжения вокруг перфорационных каналов перед началом эксплуатации скважины. В точке В напряжения равны:

$$\begin{aligned} \sigma_1=\sigma_2=60 \text{ МПа}, \sigma_3=0 \text{ для } \delta=0, \\ \sigma_1=\sigma_2=66 \text{ МПа}, \sigma_3=6 \text{ МПа для } \delta=0,2. \end{aligned}$$

Стадия 3. Радиальное напряжение остается равным нулю, а другие два компонента напряжения про-

должают возрастать. Данная стадия имитирует понижение давления в скважине, что сопровождается дальнейшим изменением напряжений.

При испытаниях регистрировались те же самые параметры, что и при работе по первому сценарию.

На рис. 6–8 наиболее показательные результаты исследований, проведенных по указанным выше сценариям. На каждом рисунке изображены:

- сценарий нагружения образца (ось 1 направлена вдоль оси скважины);
- деформации образца;
- изменение проницаемости образца в ходе исследования [16].

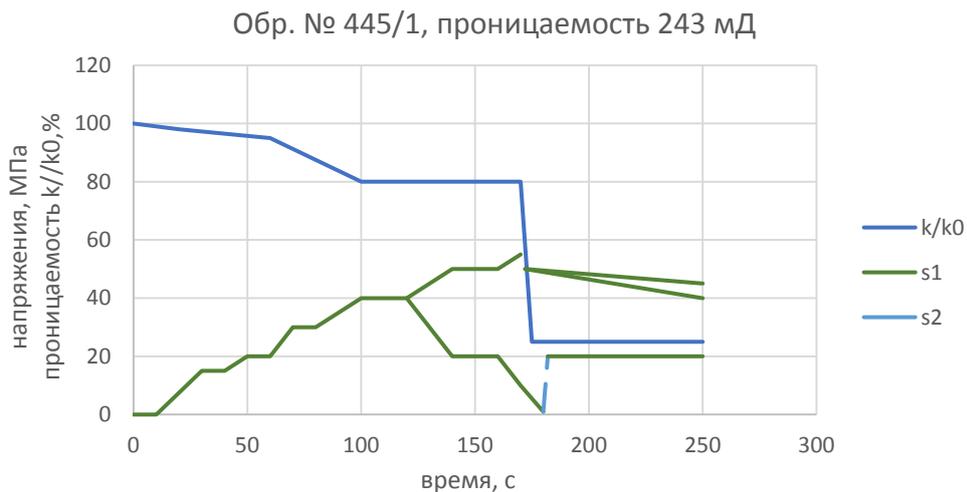


Рис. 6. Изменение проницаемости в зависимости от напряжений для образца 445/1
Fig. 6. Change in permeability depending on stresses for sample 445/1

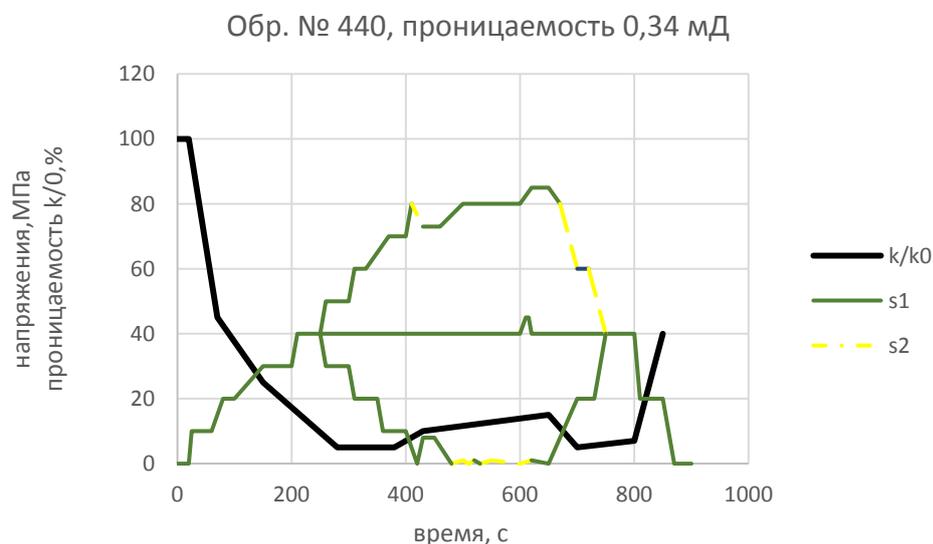


Рис. 7. Изменение проницаемости в зависимости от напряжений для образца 440
Fig. 7. Change in permeability depending on stresses for sample 440

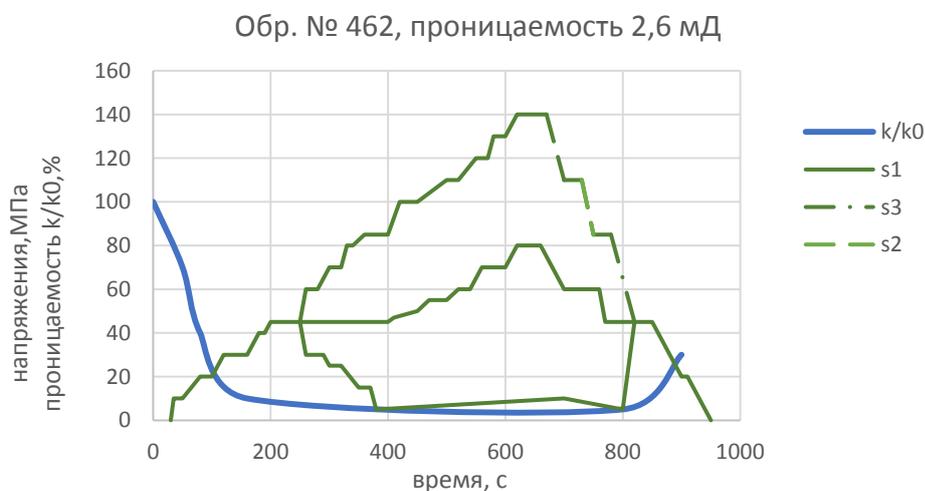


Рис. 8. Изменение проницаемости в зависимости от напряжений для образца 462
Fig. 8. Change in permeability depending on stresses for sample 462

Обсуждение результатов

В настоящей работе приведены результаты комплексных геомеханических и петрофизических исследований керна Долгинского нефтяного месторождения, из которых очевидна взаимосвязь состава, коллекторских свойств и структуры карбонатных пород с проницаемостью, в том числе в условиях напряженного состояния.

Из всего исследуемого интервала 2982–3090 м максимальные значения пористости и проницаемости наблюдаются в интервале 2994–3000 м и достигают, соответственно, 18,3 % и 215,93 мД. При этом структура порового пространства включает эффективную, каверновую, глинистую пористость, кроме того, часть пор заполнена связанной водой.

Результаты ртутной порометрии показали, что более 80 % пор имеют размеры 15 до 300 мкм, при этом 70 % пор находятся в диапазоне от 15 до 69 мкм.

Исследования на установке ИСТНН коллекции образцов керна скважины Северо-Долгинская № 1 показали, что только образец 445 с глубины 2999,67 обладал значительной проницаемостью. Характер его деформации и разрушения, а также изменение проницаемости при нагружении существенно отличны от других образцов. Это означает, что высокопористые известняки, слагающие пласт, менее устойчивы и склонны к осыпаниям и обвалам.

Образцы с низкой проницаемостью визуально характеризуются заметной внешней трещиноватостью, с чем связано, очевидно, резкое падение проницаемости при их всестороннем равномерном обжатии. Разрушению образцов предшествовала их незначительная пластическая деформация, а само разрушение носило хрупкий характер и происходило путем образования нескольких макротрещин.

На поверхности образца 445 внешняя трещиноватость отсутствовала, а при всестороннем равномерном обжатии его проницаемость уменьшилась незначительно. При напряжениях, отвечающих незначительной депрессии, началась интенсивная ползучесть образца, сопровождавшаяся существенным падением его проницаемости.

Опыты позволяют сделать вывод, что структуре породы отвечает значение параметра $\delta=0,2$, т. е. суммарная площадь площадок контактов зерна с соседними зернами составляет примерно 20 % площади всей его поверхности.

Все образцы коллекции (за исключением образца 462) в ходе опытов разрушились. В испытаниях со значением параметра $\delta=0,2$ разрушение происходило при напряжениях, соответствующих депрессии на забое скважины 25–30 МПа.

Результаты измерения проницаемости при изменении напряженного состояния показывают снижение в среднем на 80 % по сравнению с начальной проницаемостью. Притом, в большинстве экспериментов это снижение происходило еще на этапе возрастания напряжений, и только образец, обладающий максимальной начальной проницаемостью, продемонстрировал снижение только на 20 % на протяжении периода возрастания и стабилизации напряжений.

Заключение

Результаты проведенных исследований позволяют решить следующий ряд задач, связанных с бурением скважин в карбонатных залежах Печорского моря на Долгинском и других аналогичных месторождениях:

- 1) более точное планирование и расчет перепада забойного и пластового давлений для сохранения устойчивости стенок скважины при первичном вскрытии продуктивных отложений;
- 2) подбор оптимального фракционного состава утяжелителя для создания тонкой непроницаемой фильтрационной корки;
- 3) подбор компонентного состава бурового раствора, минимизирующего физико-химические процессы при контакте фильтрата раствора со скелетом породы и пластовыми флюидами;
- 4) обоснование максимальной репрессии на продуктивный пласт для минимизации глубины проникновения фильтрата бурового раствора в продуктивный пласт с целью сохранения коллекторских свойств;
- 5) определение оптимального режима вызова притока при освоении скважины и максимально допустимой депрессии на пласт;
- 6) повышение точности прогнозирования добычи с учетом зависимости проницаемости продуктивного пласта от действующих напряжений в пласте;
- 7) уточнение объема запасов нефти на Долгинском месторождении с учетом особенностей структуры порового пространства коллектора и распределения пор по размерам.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Алиев М.М., Лутфуллин А.А., Исмагилова З.Ф. Нефтегазовая геомеханика. – М.: Инфра-Инженерия, 2020. – 160 с.
2. Ottesen S., Zheng R.H., McCann R.C. Borehole stability assessment using quantitative risk analysis // Society of Petroleum Engineers. – 1999. – P. 1–4. DOI: 10.2118/52864-MS
3. Hamid O., Osman H., Alamer S. Enhanced assessment of stress dependent permeability of sandstone rock // Society of Petroleum Engineers. – 2018. – P. 1–9. DOI: 10.2118/192605-MS
4. Баклашов И.В., Геомеханика. Т. I. Основы геомеханики. – М.: Изд-во Московского государственного горного университета, 2005. – 280 с.
5. Clarke H., Soroush H. Anisotropic borehole stability analysis for the first horizontal shale gas well in the Bowland Basin //

Unconventional Resources Technology Conference. – Денвер, Колорадо, США, 2019. – P. 3917–3928. DOI: 10.15530/urtec-2019-15

6. Van Oort E., Nicholson J., D'Agostino J. Integrated borehole stability studies: key to drilling at the technical limit and trouble cost reduction // Society of Petroleum Engineers. – 2001. – P. 1–13. DOI: 10.2118/67763-MS
7. Кашников Ю.А., Ашихмин С.Г. Влияние добычи нефти в упругом режиме на изменение НДС горного массива. Ч. 1. Анализ инструментальных наблюдений. Модель деформирования нефтяного коллектора под нагрузкой // Физико-технические проблемы разработки полезных ископаемых. – 1998. – № 5. – С. 71–80.
8. Технология бурения нефтяных и газовых скважин / В.П. Овчинников, Ф.А. Агзамов, Н.А. Аксенова, А.Е. Анашкина,

- Д.С. Герасимов, А.С. Оганов, С.Л. Симонянц / под общ. ред. В.П. Овчинникова. В 5 т. Т. 3. Вскрытие и разобшение. 2-е изд., перераб. и доп. – Тюмень: ТИУ, 2017. – 342 с.
9. Horsrud P. Estimating mechanical properties of shale from empirical correlations // Society of Petroleum Engineers. – 2001. – P. 1–6. DOI: 10.2118/56017-PA
 10. Оганов С.А., Оганов Г.С. Технология бурения наклонно направленных скважин с большим отклонением забоя от вертикали. – М.: ВНИИОЭНГ, 2008. – 220 с.
 11. Кузнецов В.Г., Куванаев Р.М. Обзор современных методов обеспечения устойчивости стенок скважины // Журнал Neftegaz.RU. URL: <https://neftgaz.ru/analisis/equipment/328580-obzor-sovremennykh-metodov-obespecheniya-ustoychivosti-stenok-skvazhiny> (дата обращения 09.11.2020).
 12. Al Balushi F., Dahi Taleghani A. Numerical generation of stress-dependent permeability curves // American Rock Mechanics Association. – 2020.
 13. Stress-dependent permeability and porosity in three forks carbonate reservoir, Williston Basin / A. Boualam, V. Rasouli, C. Dalkhaa, S. Djezzar // American Rock Mechanics Association. – 2020.
 14. Formation evaluation with NMR, resistivity and pressure data; a case study of a carbonate oilfield offshore West Africa / T. Li, N. Drinkwater, K. Whittlesey, P. Condon // Society of Petrophysicists and Well-Log Analysts. – 2020.
 15. Дзюбло А.Д. Нефтегазоносность и геолого-геофизические модели шельфа Российской Арктики и Дальнего Востока. – М.: РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина, 2018. – 235 с.
 16. Дзюбло А.Д., Зонн М.С. Строение разрезов и нефтегазоносность визейско-нижнепермского нефтегазоносного комплекса Долгинского вала в акватории Печорского моря // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2004. – № 9. – С. 18–23.
 17. Захаров Е.В., Реутская Н.В. Основные результаты комплексной интерпретации данных по поисковым скважинам на восточном шельфе Печорского моря // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2006. – № 5. – С. 2–8.
 18. Дзюбло А.Д. Удельная поверхность пород-коллекторов в нефтегазовой геологии // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2006. – № 12. – С. 60–66.
 19. Дзюбло А.Д., Топорков В.Г., Рудаковская С.Ю. Применение новых технологий исследования керна скважин арктического шельфа // ООО «Газфлот» 10 лет на арктическом шельфе. – М.: Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2004. – С. 191–207.
 20. Behera Chaitanya et al. Integrated decision based planning with data centric approach: a novel way for successful delivering of a lean FDP for a complex carbonate reservoir, North Oman // Abu Dhabi International Petroleum Exhibition & Conference. – Abu Dhabi, UAE, November 2018. DOI: 10.2118/193204-MS
 21. Дзюбло А.Д. Геолого-геофизические исследования и модели природных резервуаров Баренцево-Карского региона с целью наращивания ресурсной базы углеводородов: дис. ... д-ра геол.-минерал. наук. – М., 2009. – 267 с.
 22. Отчет о проведении испытания десяти образцов керна материала из скв. № 1 структуры Северо-Долгинская с целью оценки возможности сохранения или повышения проницаемости в прискважинной области в условиях вторичного вскрытия продуктивных объектов / Ю.Ф. Коваленко, Ю.В. Кулинич, В.И. Карев, М.Ю. Титоров. – М.: ООО «НИЦ «Геомеханика и технология», 1999. – 55 с.
 23. Карев В.И. Влияние напряженно-деформированного состояния горных пород на фильтрационный процесс и дебит скважин: автореф. дис. ... д-ра техн. наук. – СПб., 2010. – 33 с.
 24. Коваленко Ю.Ф. Геомеханика нефтяных и газовых скважин: дис. ... д-ра физ.-мат. наук. – М., 2012. – 314 с.

Поступила 22.09.2021 г.

Информация об авторах

Дзюбло А.Д., доктор геолого-минералогических наук, профессор кафедры освоения морских нефтегазовых месторождений, Российский Государственный Университет нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина.

Бороздин С.О., старший преподаватель кафедры бурения нефтяных и газовых скважин, Российский Государственный Университет нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина.

UDC 622:031.622:023

NEW DATA OF A COMPREHENSIVE GEOMECHANICAL AND PETROPHYSICAL STUDY OF THE DOLGINSKOE FIELD RESERVOIR PROPERTIES

Alexander D. Dzublo¹,
dzyublo.a@gubkin.ru

Sergey O. Borozdin¹,
borozdin.s@gubkin.ru

¹ Gubkin University,
65, bld. 1, Leninsky avenue, Moscow, 119991, Russia.

The relevance of the research is caused by the need to reduce well drilling time on the Arctic shelf due to the limited navigation season and increased accuracy in assessing reserves obtained from the results of testing exploratory wells at the Dolginskoe field. The research results make it possible to select the optimal technology for drilling carbonate reservoirs of the Dolginskoe field, as well as to ensure the stability of the wellbore and preserve reservoir properties, establish the relationship between reservoir properties of rocks and stresses in productive formations, and justify the technological parameters of field development.

The purpose of the research is to assess the influence of the composition, structure, filtration-capacitive properties of reservoir rocks and acting stresses on their permeability.

Objects. Carbonate reservoir rocks of the Lower Permian and Carboniferous age were drilled in a well from a depth of 2982 m to a bottomhole of 3175 m and are characterized by pelitomorphous limestones, organogenic-detrital and cryptocrystalline varieties.

Methods. The research was carried out by modern laboratory methods, including mercury porosimetry, the method of nuclear magnetic resonance, as well as a unique test bench of the Institute for Problems in Mechanics of the Russian Academy of Sciences.

Results. On the basis of quantitative data of lithological and petrophysical properties, the authors have studied the deformation and strength characteristics of rocks from the probably productive part of the section of the Severo-Dolginskaya no. 1 well, which was not tested due to the short season of offshore operations. The data were obtained on the structure of the pore space, acoustic properties, density, porosity and permeability (including in reservoir conditions), residual water saturation, etc. The deformations of samples of rocks of a carbonate deposit in three directions and their relationship with permeability under stress conditions were studied. The new information obtained as a result of the work makes it possible to more accurately select the properties and component composition of the drilling fluid in order to control the reposition, the formation of a thin impermeable filter cake, and to minimize the physicochemical interactions between the mud filtrate and formation fluids.

Key words:

Dolginskoe field, carbonate reservoirs, geomechanics, petrophysics, nuclear magnetic resonance, triaxial loading, permeability, porosimetry.

REFERENCES

1. Aliev M.M., Lutfullin A.A., Ismagilova Z.F. *Neftegazovaya geomekhanika* [Oil and gas geomechanics]. Moscow, Vologda, Infra-Inzheneriya Publ., 2020. 159 p.
2. Ottesen S., Zheng R.H., McCann R.C. Borehole stability assessment using quantitative risk analysis. *Society of Petroleum Engineers*, 1999 November 1, pp. 1–4. DOI: 10.2118/52864-MS.
3. Hamid O., Osman H., Alamer S. Enhanced assessment of stress dependent permeability of sandstone rock. *Society of Petroleum Engineers*, 2018, November 12, pp. 1–9. DOI: 10.2118/192605-MS
4. Baklashov I.V. *Geomekhanika. T. I. Osnovy geomekhaniki* [Geomechanics. Vol. I. Fundamentals of Geomechanics]. Moscow, Moscow State Mining University Publ. house, 2005. 280 p.
5. Clarke H., Soroush H. Anisotropic borehole stability analysis for the first horizontal shale gas well in the Bowland Basin. *Unconventional Resources Technology Conference*. Denver, Colorado, USA, 2019, July 25. pp. 3917–3928. DOI: 10.15530/urtec-2019-15
6. Van Oort E., Nicholson J., D'Agostino J. Integrated borehole stability studies: key to drilling at the technical limit and trouble cost reduction. *Society of Petroleum Engineers*, 2001, January 1, pp. 1–13. DOI: 10.2118/67763-MS
7. Kashnikov Yu.A., Ashikhmin S.G. Vliyanie dobychi nefi v uprugom rezhime na izmenenie NDS gornogo massiva. Ch. 1. Analiz instrumentalnykh nablyudeniy. Model deformirovaniya nefyanogo kolektora pod nagruzkoj [Influence of oil production in elastic mode on the change in the stress-strain state of a rock mass. P. 1. Analysis of instrumental observations. Model of deformation of an oil reservoir under stress]. *Fiziko-tehnicheskiye problemy razrabotki poleznykh iskopayemykh*, 1998, no. 5, pp. 71–80.
8. Ovchinnikov V.P., Agzamov F.A., Aksenjva N.A., Anashkina A.E., Gerasimov D.S., Oganov A.S., Simonyants S.L. *Tekhnologiya bureniya neftyanykh i gazovykh skvazhin* [Oil and gas well drilling technology]. Tyumen, Tyumen Industrial University Publ., 2017. Vol. 3, 342 p.
9. Horsrud P. Estimating mechanical properties of shale from empirical correlations. *Society of Petroleum Engineers*, 2001, June 1, pp. 1–6. DOI: 10.2118/56017-PA
10. Oganov S.A., Oganov G.S. *Tekhnologiya bureniya naklonno napravlennykh skvazhin s bolshim otkloneniyem zaboya ot vertikali* [The technology of extended reach drilling wells]. Moscow, VNIOENG Publ., 2008. 220 p.
11. Kuznetsov V.G., Kuvanaev R.M. Obzor sovremennykh metodov obespecheniya ustoychivosti stenok skvazhiny [Review of modern methods for ensuring the wellbore stability]. *Journal of Neftegaz.RU*. Available at: <https://neftgaz.ru/analisis/equipment/328580-obzor-sovremennykh-metodov-obespecheniya-ustoychivosti-stenok-skvazhiny> (accessed 09 November 2020).
12. Al Balushi F., Dahi Taleghani A. Numerical generation of stress-dependent permeability curves. *American Rock Mechanics Association*, 2020, September 18.
13. Boualam A., Rasouli V., Dalkhaa C., Djezzar S. Stress-dependent permeability and porosity in three forks carbonate reservoir, Williston Basin. *American Rock Mechanics Association*, 2020, September 18.
14. Li T., Drinkwater N., Whittlesey K., Condon P. Formation evaluation with NMR, resistivity and pressure data; a case study of a carbonate oilfield offshore West Africa. *Society of Petrophysicists and Well-Log Analysts*, 2020, June 22.
15. Dzyublo A.D. *Neftegazonosnost i geologo-geofizicheskie modeli shelfa Rossiyskoy Arktiki i Dalnego Vostoka* [Oil and Gas Potential

- and Geological and Geophysical Models of the Shelf of the Russian Arctic and the Far East]. Moscow, Gubkin University Publ., 2018. 235 p.
16. Dzyublo A.D., Zonn M.S. Stroenie razrezov i neftegazonosnost vizeysko-nizhnepermnskogo neftegazonosnogo kompleksa Dolginskogo vala v akvatorii Pechorskogo morya [The structure of the sections and the oil and gas content of the Visean-Lower Permian oil and gas complex of the Dolginsky swell in the water area of the Pechora Sea]. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdeniy*, 2004, no. 9, pp. 18–23.
 17. Zakharov E.V., Reutskaya N.V. Osnovnye rezultaty kompleksnoy interpretatsii dannykh po poiskovym skvazhinam na vostochnom shelfe Pechorskogo morya [Main results of integrated interpretation of data on exploratory wells on the eastern shelf of the Pechora Sea]. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdeniy*, 2006, no. 5, pp. 2–8.
 18. Dzyublo A.D. Udelnaya poverkhnost porod-kollektorov v neftegazovoy geologii [Specific surface of reservoir rocks in oil and gas geology]. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdeniy*, 2006, no. 12, pp. 60–66.
 19. Dzyublo A.D., Toporkov V.G., Rudakovskaya S.Yu. Primenenie novykh tekhnologiy issledovaniya kerna skvazhin arkticheskogo shelfa [Application of new technologies for core analysis of Arctic shelf wells]. *«Gazflot» 10 let na arkticheskoy shelfe* [Gazflot – 10 years on the Arctic shelf]. Moscow, Gubkin University Publ., 2004. pp. 191–207.
 20. Behera Chaitanya. Integrated decision based planning with data centric approach: a novel way for successful delivering of a lean FDP for a complex carbonate reservoir, North Oman. *Abu Dhabi International Petroleum Exhibition & Conference*. Abu Dhabi, UAE, November 2018. DOI: 10.2118/193204-MS
 21. Dzyublo A.D. *Geologo-geofizicheskie issledovaniya i modeli prirodnykh rezervuarov Barentsevo-Karskogo regiona s tselyu narashchivaniya resursnoy bazy uglevodorodov*. Dis. Dokt. nauk [Geological and geophysical studies and models of natural reservoirs in the Barents-Kara region in order to increase the resource base of hydrocarbons. Dr. Diss.]. Moscow, 2009. 267 p.
 22. Kovalenko Yu.F., Kulnich Yu.V., Karev V.I., Titorov M.Yu. *Otchet o provedenii ispytaniya desyati obraztsov kernovogo materiala iz skv. № 1 struktury Severo-Dolginskaya s tselyu otsenki vozmozhnosti sokhraneniya ili povysheniya pronitsaemosti v priskvazhinnoy oblasti v usloviyakh vtorichnogo vskrytiya produktivnykh obektov* [Test report on ten samples of core material from borehole no. 1 of the Severo-Dolginskaya structure in order to assess the possibility of maintaining or increasing permeability in the near-wellbore area under conditions of secondary penetration of productive objects]. Moscow, Research Center Geomechanics and Technology Publ., 1999. 55 p.
 23. Karev V.I. *Vliyaniye napryazhenno-deformirovannogo sostoyaniya gornykh porod na filtratsionnyy protsess i debit skvazhin*. Avtoreferat Dis. Dokt. nauk [The influence of the stress-strain state of rocks on the filtration process and well production rate. Dr. Diss. Abstract]. St-Petersburg, 2010. 33 p.
 24. Kovalenko Yu.F. *Geomekhanika neftyanykh i gazovykh skvazhin*. Dis. Dokt. nauk [Geomechanics of oil and gas wells. Dr. Diss.]. Moscow, 2012. 314 p.

Received: 22 September 2021.

Information about the authors

Alexander D. Dzublo, Dr. Sc., professor, Gubkin University.
Sergey O. Borozdin, senior lecturer, Gubkin University.