

# ГЕОЛОГИЯ И ГЕОФИЗИКА

## К ГЕОЛОГИЧЕСКИМ ХАРАКТЕРИСТИКАМ ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ ЗАПАДНО-ЛЕНИНОГОРСКОЙ ПЛОЩАДИ РОМАШКИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

В.Ю. Абрамов, А.С. Петров, П.Н. Власов

Кафедра месторождений полезных ископаемых и их разведки  
Российский университет дружбы народов  
ул. Орджоникидзе, 3, Москва, Россия, 115419

В статье приводятся данные о коллекторских свойствах продуктивных горизонтов Западно-Ленинградской площади Ромашкинского нефтяного месторождения, а именно об эффективных нефтенасыщенных толщинах, пористости и проницаемости. Также авторы приводят данные о физико-химических свойствах и составе насыщающих пласт флюидов. Приведенная информация может быть полезной для исследователей, занимающихся повышением нефтеотдачи на данном месторождении.

**Ключевые слова:** Ромашкинское месторождение, Западно-Ленинградская площадь, коллекторы, фильтрационно-емкостные свойства, пористость, проницаемость, нефтегазонасыщенность.

В настоящее время разработка площади осуществляется с учетом выделенных блоков. В связи с этим обобщены результаты определения толщин, емкостно-фильтрационных свойств, насыщенности, а также оценка изменчивости этих параметров (табл. 1).

В целом, продуктивные отложения горизонта  $D_1$  по блокам не отличаются по рассмотренным параметрам, за исключением того, что средняя проницаемость коллекторов второго блока составляет  $0,492 \text{ мкм}^2$ , а первого и третьего —  $0,387$  и  $0,379 \text{ мкм}^2$  соответственно. Средние значения пористости и нефтенасыщенности по пласту отличаются незначительно. Следует акцентировать внимание на существенном отличии пластов по фильтрационным свойствам. Из приведенных данных видно: проницаемость пласта "г<sub>1</sub>" составляет  $0,369 \text{ мкм}^2$ , а пласта "б<sub>3</sub>" —  $0,340 \text{ мкм}^2$  при среднем значении проницаемости этой группы пород, равной  $0,76 \text{ мкм}^2$ .

Таблица 1

Результаты определения толщин, емкости-фильтрационных свойств и насыщенности пластов

Пласты	Группа пород	Блок															
		1			2			3			Всего по пласту						
		Эф. нефт. толщ., м	Пористость, доли ед.	Проницаем., мкм <sup>2</sup>	Нефте-насыщен., доли ед.	Эф. нефт. толщ., м	Пористость, доли ед.	Проницаем., мкм <sup>2</sup>	Нефте-насыщен., доли ед.	Эф. нефт. толщ., м	Пористость, доли ед.	Проницаем., мкм <sup>2</sup>	Нефте-насыщен., доли ед.	Эф. нефт. толщ., м	Пористость, доли ед.	Проницаем., мкм <sup>2</sup>	Нефте-насыщен., доли ед.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
D <sub>1</sub> -а	1	3	0,199	0,5468	0,874	2,5	0,217	0,9622	0,863	2,5	0,216	0,8608	0,836	2,6	0,212	0,824	0,856
	(1)	2	0,185	0,2525	0,825	1,9	0,192	0,3502	0,8	1,9	0,192	0,3027	0,773	1,9	0,191	0,3119	0,79
	2	1,9	0,148	0,0635	0,68	1,6	0,15	0,0627	0,699	1,6	0,153	0,0691	0,677	1,7	0,15	0,0686	0,684
D <sub>1</sub> -б <sub>1</sub>	1	2,6	0,212	0,7944	0,834	2,2	0,218	1,0601	0,862	1,8	0,223	1,0795	0,85	2,4	0,216	0,9511	0,848
	(1)	2	0,185	0,2461	0,799	1,7	0,195	0,3507	0,81	1,3	0,192	0,2913	0,778	1,7	0,19	0,2964	0,799
	2	1,5	0,152	0,0614	0,639	1,3	0,144	0,0512	0,698	1,4	0,158	0,1105	0,65	1,4	0,153	0,0788	0,654
D <sub>1</sub> -б <sub>2</sub>	1	2,7	0,212	0,829	0,859	2,7	0,22	0,8872	0,869	1,8	0,227	0,8817	0,815	2,6	0,217	0,8767	0,852
	(1)	2,1	0,189	0,2502	0,763	2,2	0,198	0,4496	0,806	1,7	0,196	0,3169	0,763	2	0,194	0,3423	0,778
	2	1,5	0,159	0,0796	0,666	1,4	0,157	0,0731	0,655	1,4	0,153	0,0675	0,688	1,4	0,157	0,075	0,664
D <sub>1</sub> -б <sub>3</sub>	1	3,6	0,214	0,8702	0,866	3,6	0,225	1,1809	0,883	2,5	0,224	0,9129	0,82	3,3	0,22	0,9881	0,863
	(1)	2,2	0,196	0,377	0,765	2,1	0,197	0,4645	0,815	2	0,197	0,3458	0,762	2,1	0,196	0,3911	0,778
	2	1,7	0,157	0,0681	0,614	1,7	0,152	0,0604	0,666	1,5	0,156	0,0745	0,665	1,7	0,155	0,0682	0,646
D <sub>1</sub> -в	1	3,9	0,211	0,6984	0,853	3,2	0,213	0,7552	0,861	2,4	0,212	0,7805	0,83	3,4	0,212	0,7312	0,851
	(1)	2,2	0,182	0,2402	0,783	1,8	0,194	0,4694	0,821	1,6	0,193	0,3165	0,726	1,8	0,19	0,3475	0,775
	2	1,7	0,151	0,071	0,662	1,7	0,145	0,0604	0,676	1,6	0,155	0,0785	0,641	1,7	0,151	0,0709	0,657
D <sub>1</sub> -г <sub>1</sub>	1	4,1	0,21	0,6682	0,817	3	0,212	0,8338	0,819	3,1	0,216	0,7266	0,758	3,6	0,212	0,7236	0,805
	(1)	2	0,189	0,2333	0,728	2	0,194	0,3704	0,807	1,5	0,186	0,3625	0,741	1,9	0,19	0,315	0,764
	2	1,6	0,155	0,0734	0,657	1,7	0,15	0,0569	0,628	1,6	0,154	0,071	0,668	1,6	0,152	0,0643	0,648
D <sub>1</sub> -г <sub>2,3</sub> <sup>+</sup>	1	3,1	0,204	0,4161	0,82	4,8	0,219	0,8989	0,811	3,1	0,22	0,8988	0,851	3,7	0,216	0,8326	0,825
	(1)	0	0	0	0	2,7	0,192	0,3752	0,784	1,5	0,19	0,2229	0,763	2,1	0,191	0,3185	0,776
	2	1,7	0,16	0,1104	0,69	2,9	0,154	0,0915	0,69	1,5	0,13	0,036	0,69	2	0,153	0,089	0,69
Сред-	1	3,5	0,211	0,7317	0,85	3,1	0,218	0,9448	0,854	2,6	0,218	0,8532	0,819	3,2	0,215	0,8312	0,844
нее	(1)	2,1	0,19	0,2915	0,779	2	0,195	0,4109	0,809	1,8	0,194	0,3176	0,763	1,9	0,193	0,3421	0,783
	2	1,7	0,154	0,0692	0,652	1,6	0,15	0,0613	0,674	1,5	0,154	0,0772	0,663	1,6	0,153	0,07	0,662

Коллекторские свойства глинистых высокопродуктивных и малопродуктивных пластов более однородные, чем в вышеописанной группе. Абсолютные значения параметров пористости, нефтенасыщенности, а также толщин пластов в пределах групп отличаются в меньшей степени, чем между группами. Группы коллекторов, включая и ранее рассмотренную группу, существенно отличаются по фильтрационным свойствам. В пределах высокопродуктивных коллекторов пласты с глинистостью менее 2% в 2 раза выше пластов с глинистостью более 2%. Проницаемость малопродуктивных коллекторов в 5 раз меньше глинистых. Это, видимо, объясняется различным объемом выработки по представительности групп пород.

Следует также отметить увеличение фильтрационных свойств коллекторов сверху вниз. Это также связано, видимо, с вышеуказанными причинами. Очевидно, что сравнение тех же параметров между группами коллекторов не имеет смысла. Целесообразнее их рассматривать в пределах групп коллекторов при сравнении пластов между собой.

В соответствии с принятой классификацией коллекторов в табл. 1 приведены их емкостно-фильтрационные параметры.

Таблица 2

**Пористость, проницаемость и начальная нефтенасыщенность**

Пласт	Тип коллектора	Пористость, %	Проницаемость, мкм <sup>2</sup>	Начальная нефтенасыщ., д. ед
а	Песчаник	20,4	0,348	0,824
	Алевролит	14,0	0,111	0,684
б <sub>1+2</sub>	Песчаник	20,4	0,373	0,814
	Алевролит	14,1	0,094	0,722
б <sub>3</sub>	Песчаник	20,4	0,340	0,799
	Алевролит	14,1	0,100	0,700
в	Песчаник	20,6	0,360	0,824
	Алевролит	14,2	0,089	0,719
Г <sub>1</sub>	Песчаник	21,6	0,369	0,838
	Алевролит	13,7	0,097	0,732
Г <sub>2+3</sub>	Песчаник	21,6	0,271	0,826
	Алевролит	14,0	—	—

Толщины пластов распределяются следующим образом. Зональный интервал пласта "а" занимает 17% толщины горизонта Д<sub>1</sub>, при средней его толщине 5,5 м. Песчаники пласта "а" имеют эффективную среднюю толщину 3,4 м. Характерное сокращение песчаности от подошвы к кровле. Песчаники пласта имеют линзовидный характер распределения, при этом вмещающими породами являются алевролиты. В пласте "а" содержится 10% от запасов нефти, содержащихся в песчаных коллекторах и 15% в целом от продуктивных коллекторов.

На зональный интервал пласта "б" приходится 26% толщины горизонта. При этом условном деления на пласты "б<sub>1+2</sub>" и "б<sub>3</sub>" на пласт "б<sub>1+2</sub>" приходится 12% и на "б<sub>3</sub>" — 14%, при средних значениях мощностей 5,5 и 6,1 м соответственно.

Эффективная средняя толщина пласта "б<sub>1+2</sub>" составляет 3,5 м, а пласта "б<sub>3</sub>" 4,3 м. Эти пласты содержат соответственно 16 и 29% запасов нефти песчаных коллекторах и 17 и 29% в целом от продуктивных коллекторов.

Зональный интервал пласта "в" занимает 8% горизонта  $D_1$ . Средняя толщина песчаников равна 3,6 м. Песчаные коллекторы пласта "в" содержат 24% запасов нефти песчаных коллекторов горизонтов и 22% запасов нефти продуктивных коллекторов. Песчаники залегают в виде крупных линз на востоке и на западе площади.

Зональный интервал пласта " $\Gamma_{1+2}$ " занимает 49% толщины горизонта  $D_1$  и соответствует 21,2 м. Строение этого интервала аналогично пласту "б". Средняя толщина песчаных коллекторов составляет 3,3 м. Продуктивные коллекторы могут быть представлены как одним пластом, так и набором от одного до трех пропластков различной толщиной. Раздел представлен аргелитовыми прослоями. Более 50% площади пласта "гд" приходится на пласты с подошвенной водой.

Геологический разрез (рис. 1), построенный по продуктивным коллекторам, свидетельствует о том, что только 70% мощности горизонта  $D_1$  содержат нефтенасыщенные песчаники и 65% — нефтенасыщенные алевролиты при равномерном размещении по зональным интервалам пластов. Продуктивные пласты в рамках выделенных групп мало чем отличаются по коллекторским свойствам, а также по толщине, что позволяет при анализе выработки запасов нефти по пласту поставить их в равные условия.

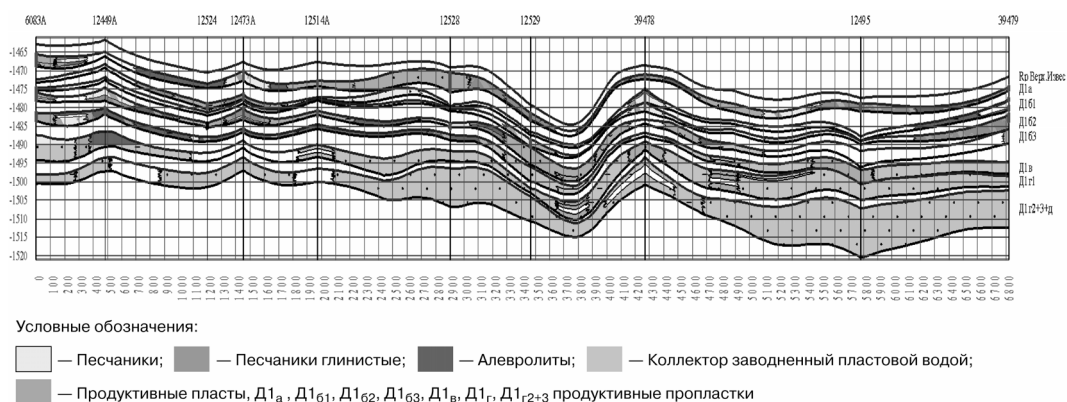


Рис. 1. Геологический разрез с выделением репера и продуктивных пропластков

В таблице 3 приведены статистические показатели неоднородности объекта разработки по площади в целом, показаны коэффициенты песчанистости и расчлененности по разрезу в целом.

Таблица 3

**Статистические показатели характеристик неоднородности пласта**

Пласт	Количество скважин, используемых для определения	Коэффициент песчанистости		Коэффициент расчлененности		Коэффициент посл. неоднородности.
		Кп, сред. значение	Коэффициент вариации	Сред. значение	Коэффициент вариации	Сред. значение
$D_1$	235	0,35	40	4,5	28	0,1

Нефть продуктивного горизонта относится к группе малосернистых, компонентный состав газа при дифференциальном разгазировании приведен ниже (табл. 4).

Таблица 4

**Физико-химические свойства и состав насыщающих пласт флюидов**

Свойства пластовой нефти	
Давление насыщения газом, МПа	4,8—9,3
Газосодержание, %	52,2—66,2
Суммарный газовый фактор, м <sup>3</sup> /т	50,0
Плотность, кг/м <sup>3</sup>	768,0—818,0
Вязкость, МПа·с	2,4—10,4
Объемный коэффициент при дифференциальном разгазировании	1,128—1,196
Плотность дегазированной нефти, кг/м <sup>3</sup>	795,0—879,0
Компонентный состав газа	
Азот + редкие	
В т.ч. гелий, %	10,36
Метан, %	39,64
Этан, %	22,28
Пропан, %	18,93
Изобутан, %	1,74
Н. Бутан, %	4,36
Изопентан, %	0,67
Н. Пентан, %	0,65
Гексан, %	0,46
Сероводород, %	0,02
Углекислый газ, %	0,89
Плотность газа, кг/м <sup>3</sup>	<b>1,2398</b>

В процессе разработки месторождения параметры не остаются постоянными. В безводный период эксплуатации месторождения изменение параметров пластовой нефти происходит незначительно. В поздний период разработки в процессе обводнения месторождения, когда скважины добывают водонефтяные смеси, на свойства нефти оказывает влияние закачиваемая вода. В этом случае изменение свойств нефти происходит от окисления ее кислородом, попавшим в пласт с закачиваемой водой, растворения легких компонентов в воде и т. д.

**Физико-химические свойства пластовой воды.** Водоносные горизонты терригенного девона приурочены к песчано-алевролитовым пластам, разделенным глинистыми и глинисто-карбонатными водоупорами. Однако разделы между пластами не выдержаны. Поэтому вся терригенная часть девона представляет собой единый гидрогеологический резервуар, в котором физико-химические свойства подземных вод сходны (табл. 5).

Таблица 5

**Свойства и ионный состав пластовой воды**

Наименование	Кол-во исследованных скважин	Диапазон изменения	Среднее значение
Газосодержание, м <sup>3</sup> /т	3	0,248—0,368	0,317
В т.ч.: H <sub>2</sub> S, м <sup>3</sup> /т	2	не обнаружено	—
Объемный коэффициент	3	—	4,4 · 10 <sup>-5</sup>
Вязкость, МПа·с	12	1,8—1,98	1,93
Общая минерализация, г/л	10	252,253—280,381	270,355
Плотность, т/м <sup>3</sup>	17	1,1733—1,1910	1,1861

Наименование	Кол-во исследованных скважин.	Диапазон изменения	Среднее значение
Cl	13	(157 519,8—174 420,0)	168 743,3
SO <sub>4</sub> <sup>-</sup>	13	(4,8—42,7)/(0,10—0,89)	18,3/0,38
HCO <sub>3</sub>	12	(0—36,8)/(0—0,6)	11,6/0,19
Ca <sup>2+</sup>	13	(24 081,4—28 688,8)/ (1 201,88—1 431,57)	26 181,0/1 306,43
Mg <sup>2+</sup>	20	(3 817,9—7 656,3)	4 515,6

Пластовые воды по своему химическому составу — рассолы хлор-кальциевого типа с общей минерализацией 252—280 г/л, в среднем 270 г/л. В ионно-солевом составе преобладают хлориды (в среднем 168 г/л) и натрия (70,8 г/л).

Плотность воды в среднем 1,186 г/см<sup>3</sup>, вязкость 1,9 мПа · с. В естественных, не нарушенных закачкой воды условиях в подземных водах терригенного девона сероводород отсутствует. Газонасыщенность подземных вод 0,248—0,368 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>, снижается по мере удаления от нефтяных залежей. По газовому составу подземные воды терригенного девона азотнометановые. В составе растворенного в воде газа преобладает метан. Пластовая температура колеблется в пределах 30—40 °С. В таблице 5 приведены данные по результатам исследований проб пластовой воды Западно-Лениногорской площади.

## ЛИТЕРАТУРА

- [1] *Безбородов Р.С.* Краткий курс литологии. — М.: РУДН, 1996. [*Bezborodov R.S.* Kratkij kurs litologii. — М.: RUDN, 1996.]
- [2] *Бурцев М.И.* Поиски и разведка месторождений нефти и газа. — М.: РУДН, 2006. [*Burcev M.I.* Poiski i razvedka mestorozhdenij нефти i gaza. — М.: RUDN, 2006.]
- [3] Воды нефтяных и газовых месторождений СССР «Справочник» под ред. Л.М. Зорькина. — М.: Недра, 2009. [*Vody neftjanyh i gazovyh mestorozhdenij SSSR «Spravochnik»* pod red. L.M. Zor'kina. — М.: Nedra, 2009.]
- [4] *Фокина Л.М.* Источники и распространение углеводородных газов в гидросфере. НТЖ Геология нефти и газа, 6, 2005. [*Fokina L.M.* Istochniki i rasprostranenie uglevodorodnyh gazov v gidrosfere. NTZh Geologija нефти i gaza, 6, 2005.]
- [5] *Войткевич Г.В.* Геологическая хронология Земли. — М.: Наука, 2006. [*Vojtkevich G.V.* Geologicheskaja hronologija Zemli. — М.: Nauka, 2006.]
- [6] *Борисов Ю.П., Рябинина З.К., Воинов В.* Особенности проектирования разработки нефтяных месторождений. — М.: Недра, 2008. [*Borisov Ju.P., Rjabinina Z.K., Voinov V.* Osobennosti proektirovanija razrabotki neftjanyh mestorozhdenij. — М.: Nedra, 2008.]
- [7] *Иванова М.М.* Динамика добычи нефти из залежей. — М.: Недра, 2009. [*Ivanova M.M.* Dinamika dobychi нефти iz zalezhej. — М.: Nedra, 2009.]
- [8] *Лысенко В.Д.* Проектирование разработки нефтяных месторождений. — М.: Недра, 2009. [*Lysenko V.D.* Proektirovanie razrabotki neftjanyh mestorozhdenij. — М.: Nedra, 2009.]
- [9] *Маскет М.* Физические основы технологии добычи нефти. — М.: Гостоптехиздат, 2008. [*Masket M.* Fizicheskie osnovy tehnologii dobychi нефти. — М.: Gostoptehizdat, 2008.]
- [10] *Муслимов Р.Х., Абдумазитов Р.Г.* Совершенствование технологии разработки малоэффективных нефтяных месторождений Татарии. — Казань: Таткнигоиздат, 2002. [*Muslimov R.H., Abdumazitov R.G.* Sovershenstvovanie tehnologii razrabotki malojeffektivnyh neftjanyh mestorozhdenij Tatarii. — Kazan': Tatknigoizdat, 2002.]

- [11] *Сургучев М.Л.* Вторичные и третичные методы увеличения нефтеотдачи пластов. — М.: Недра, 2007. [*Surguchev M.L.* Vtorichnye i tretichnye metody uvelichenija nefteotdachi plastov. — М.: Nedra, 2007.]
- [12] *Лысенко В.Д., Мухарский Э.Д.* Принципы выбора сетки скважин на нефтяной залежи. — М.: изд. ВНИИОЭНГ, 2007. [*Lysenko V.D., Muharskij Je.D.* Principy vybora setki skvazhin na nefljanoj zalezhi. — М.: izd. VNIIOJeNG, 2007.]
- [13] Материалы взятые на промысле из отчетов, архивов и историй скважин. [Materialy vzjatye na promysle iz otchetov, arhivov i istorij skvazhin.]

## **TO GEOLOGY CHARACTERISTICS OF PRODUCTIVITY LEVELS WEST-LENINIGORSKAYA AREA OF ROMASHKINSKOE DEPOSIT**

**V.Yu. Abramov, A.S. Petrto, P.N. Vlasov**

Engineering faculty  
Peoples' Friendship University of Russia  
*Ordgonikidze str., 3, Moscow, Russia, 117198*

The article presents data on reservoir properties of productive horizons West Leninogorsk area Romashkinskoye field, namely, the net pay thickness, porosity and permeability. The author also presents data on the physical properties and is the chemical composition of the reservoir fluid saturation. The above information may be useful for researchers involved in enhanced oil recovery at this field.

**Key words:** Romashkinskoe deposit, West-Leninogorsk area, collectors, porous property, transmissivity, oil, gas.