

ГЕОЛОГИЯ И ГЕОФИЗИКА

О НЕКОТОРЫХ ЛИТОЛОГО-СТРАТИГРАФИЧЕСКИХ И ГЕОЛОГО-ПРОМЫСЛОВЫХ ХАРАКТЕРИСТИКАХ ПРОДУКТИВНЫХ ГОРИЗОНТОВ ЗАПАДНО-ЛЕНИНОГОРСКОЙ ПЛОЩАДИ РОМАШКИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

В.Ю. Абрамов, П.Н. Власов

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

В статье рассмотрены некоторые литолого-стратиграфические и геолого-промысловые характеристики продуктивных горизонтов одного участка разработки, а именно Западно-Ленинградской площади Ромашкинского нефтяного месторождения.

Данные сведения будут интересны специалистам, занимающимся разработкой и исследованием данного месторождения.

Ключевые слова: Западно-Ленинградская площадь, литолого-стратиграфическая характеристика, геолого-физические характеристики.

Наиболее древними образованиями, которые вскрыты скважинами, являются породы кристаллического фундамента, возраст которых определили как архейский. Сложены они либо метаморфизованными породами, представленными биотит-гранитовыми и биотит-силикатными гнейсами, либо изверженными породами, внедрившимися в толщу гнейсов. К древним гранитам относятся кварцевые диориты, габбро-диабазы. Зоны развития магматических пород характеризуются полосовыми аномалиями гравитационными и магнитными полями. Для них характерна узкая линейная протяженность.

В состав осадочной толщи Западно-Ленинградского месторождения входят отложения девонской, каменноугольной, пермской и четвертичной системы.

Девонские образования в пределах Западно-Ленинградского нефтяного месторождения представлены двумя отделами — средним и верхним. В среднем отделе выделяются два яруса — эйфельский и живетский, которые представлены песчаниками и алевролит-глинистыми породами.

Пашийский горизонт является основным промышленным объектом Западно-Лениногорского месторождения. Нижняя его граница — кровля аргилитовой пачки (репер «глина») над пластом D_2 .

Верхняя граница пашийского горизонта проводится по подошве карбонатной пачки «верхний известняк». Мощность горизонта колеблется от 24 м (северо-восточная часть) до 52 м (юго-западная часть месторождения). Пашийский горизонт представлен пятью алевролит-песчаными пачками (пласты $D_{1-а}$; $D_{1-б}$; $D_{1-в}$; $D_{1-г}$; $D_{1-д}$), подразделенными алевролит-глинистыми отряслами.

К пашийским отложениям (горизонта D_1) нижефранского подъяруса приурочена основная промышленная залежь Западно-Лениногорского месторождения. Нефть относится к типу смолистых, сернистых и парафинистых. Удельный вес смол 27—37%, парафинов — 53%, средняя вязкость нефти по месторождению составляет 30 сп. На рис. 1 и 2 представлены схемы корреляции пластов по профилям I—I и II—II. На рис. 3 показана схема расположения скважин и профиля, по которым были составлены схемы корреляции.

Данные схемы были составлены по материалам каротажных диаграмм для скважин 6083а, 12449а, 12514а, 12529, 12495 (профиль I—I) и 39478, 12529, 39479 (профиль II—II).

На схемах показан реперный горизонт, литологическая неоднородность пластов и флюиды насыщающие пласты. Теперь рассмотрим нефтегазоносность района.

В процессе геологической съемки, бурения структурно-поисковых, разведочных, эксплуатационных и нагнетательных скважин на территории Западно-Лениногорской площади нефтепроявления различной интенсивности были отмечены в пермских, каменноугольных и девонских отложениях.

Основной промышленный объект — пласт D_1 , приурочен к пашийским отложениям нижефранского подъяруса верхнего девона. Корреляция и расчленение разрезов скважин осуществляется по двум основным реперам — карбонатной пачке (репер «верхний известняк»), залегающей в кровле горизонта и аргилитовой пачке (репер «муллинская глина»), залегающей в подошве горизонта. Эти реперы регионально выдержаны и обычно хорошо прослеживаются на диаграммах электрометрии и радиометрии.

Это многопластовая, сводового типа залежь, площадь нефтеносности составляет 20 225 га. Параметр нефтеносности пластов, то есть соотношение количества скважин, вскрывших нефтенасыщенный коллектор, уменьшается вниз по разрезу от 1,0 (пласты $D_{1а}$, $D_{1б_1}$, $D_{1б_2}$, $D_{1б_3}$) до 0,182 (пласт $D_{1д}$).

Горизонт D_1 характеризуется высокой литологической связанностью пластов. Наибольший коэффициент связанности (Ксв.) между пластами $D_{1б_1}$ — $D_{1б_2}$ (0,349), $D_{1г_1}$ — $D_{1г_2}$ (0,686) и $D_{1г_2}$ — $D_{1д}$ (0,487). Промежуточное положение по Ксв. занимают пласты $D_{1а}$ — $D_{1б_1}$ (0,165), $D_{1б_2}$ — $D_{1б_3}$ (0,142), $D_{1в}$ — $D_{1г_1}$ (0,159). Наименьшей связанностью характеризуются пласты $D_{1б_3}$ — $D_{1в}$ (0,032).

Краткая геолого-промысловая характеристика Западно-Лениногорской площади Ромашкинского месторождения. Западно-Лениногорская площадь расположена в южной части Ромашкинского нефтяного месторождения (рис. 4, 5). Разрез площади представлен отложениями девонской, каменноугольной и пермской систем палеозоя.

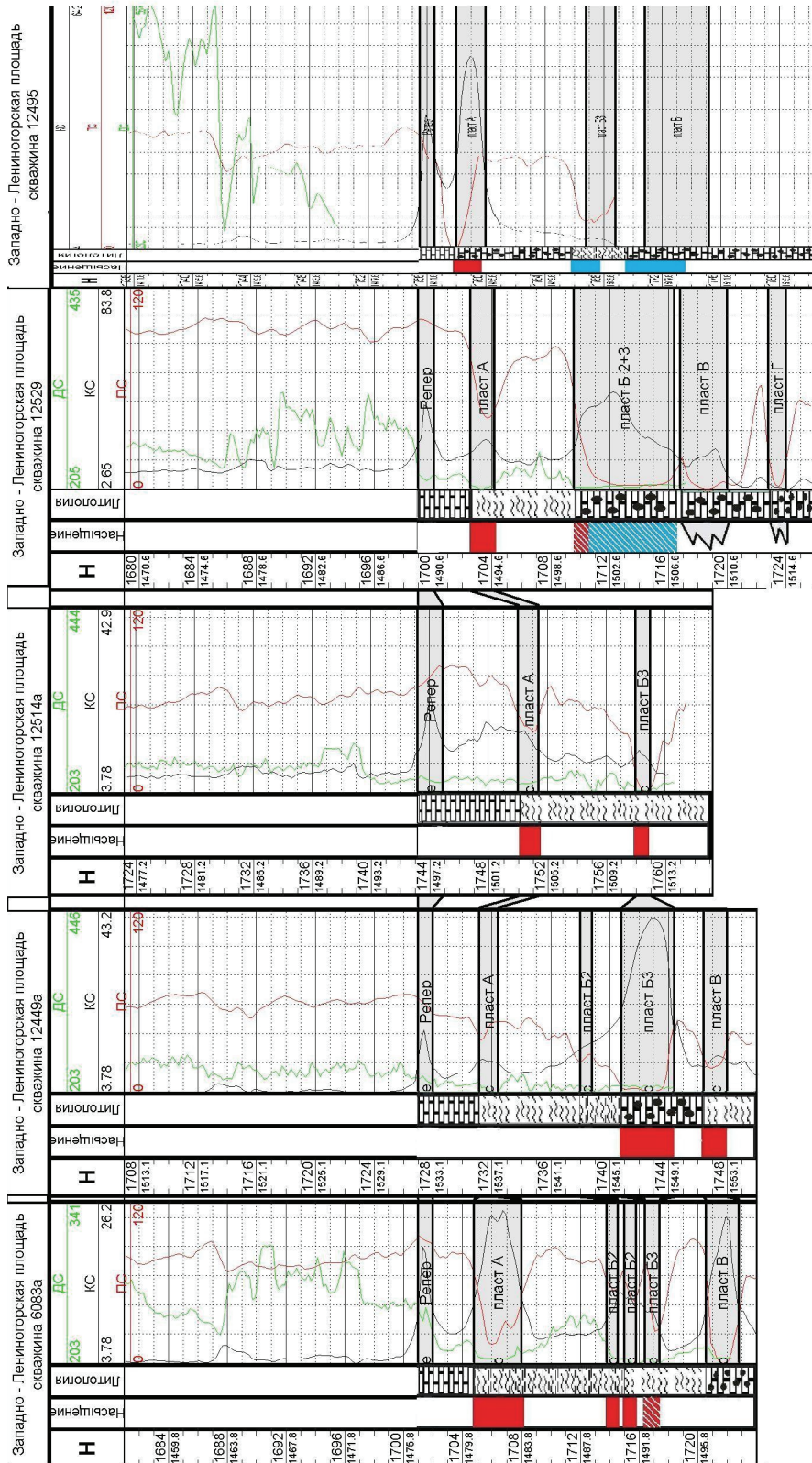


Рис. 1. Схема корреляции по профилю I—

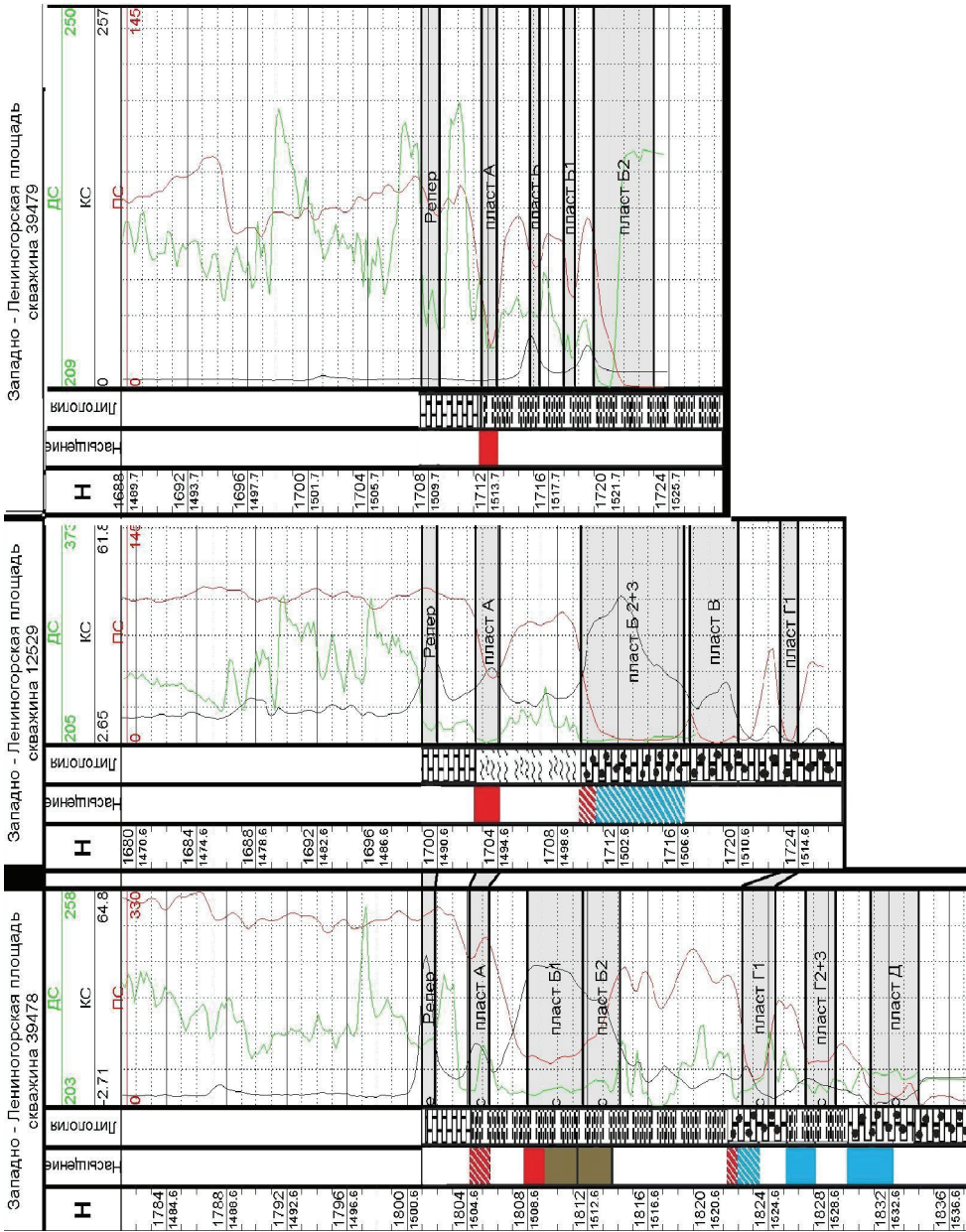


Рис. 2. Схема корреляции по профилю II—II

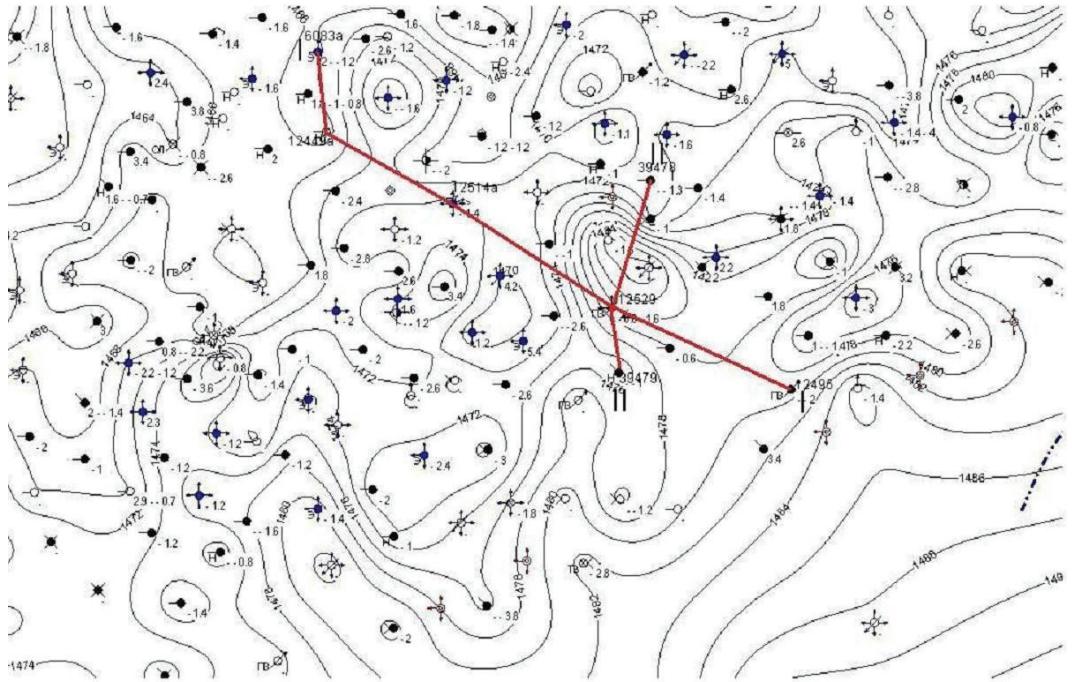




















Рис. 3. Схема расположения скважин

Условные обозначения:

	скважины, переведенные на ниже-, вышележащий уровень
	скважины нагнетательные, пласт перфорирован, не перфорирован
	скважины эксплуат. под закачкой, пласт перфорир., не перфорир.
	скважины нагнетат. бездейств., пласт перфорир., не перфорир., залит
	скважины нагн. остановл. по тех. причинам, пл. перф-н, не перф-н
	скважины нагнетат. ликвидированные
	скважины, работающие на др. гор.-х. нагнетат., добыв.
	скважины нагнетательные, добывающие, горизонт залит
	скважины нагнетательные, добывающие в ожидании ликвидации
	скважины пьезометрические нагнетательные, добывающие
	скважины контрольные
	скважины проектные нагнетательные, добывающие
	скважины в освоении нагнетательные, добывающие
	скважины фонтанные, ЭЦН, ШНГ, пласт неперфорирован
	скважины фонтанные, ЭЦН, ШНГ, пласт перфорирован
	скважины добыв. бездейств., пласт перфор., не перфор., залит
	скважины добыв. в консервации, пласт перфорир., не перфор.
	скважины добывающие ликвидированные

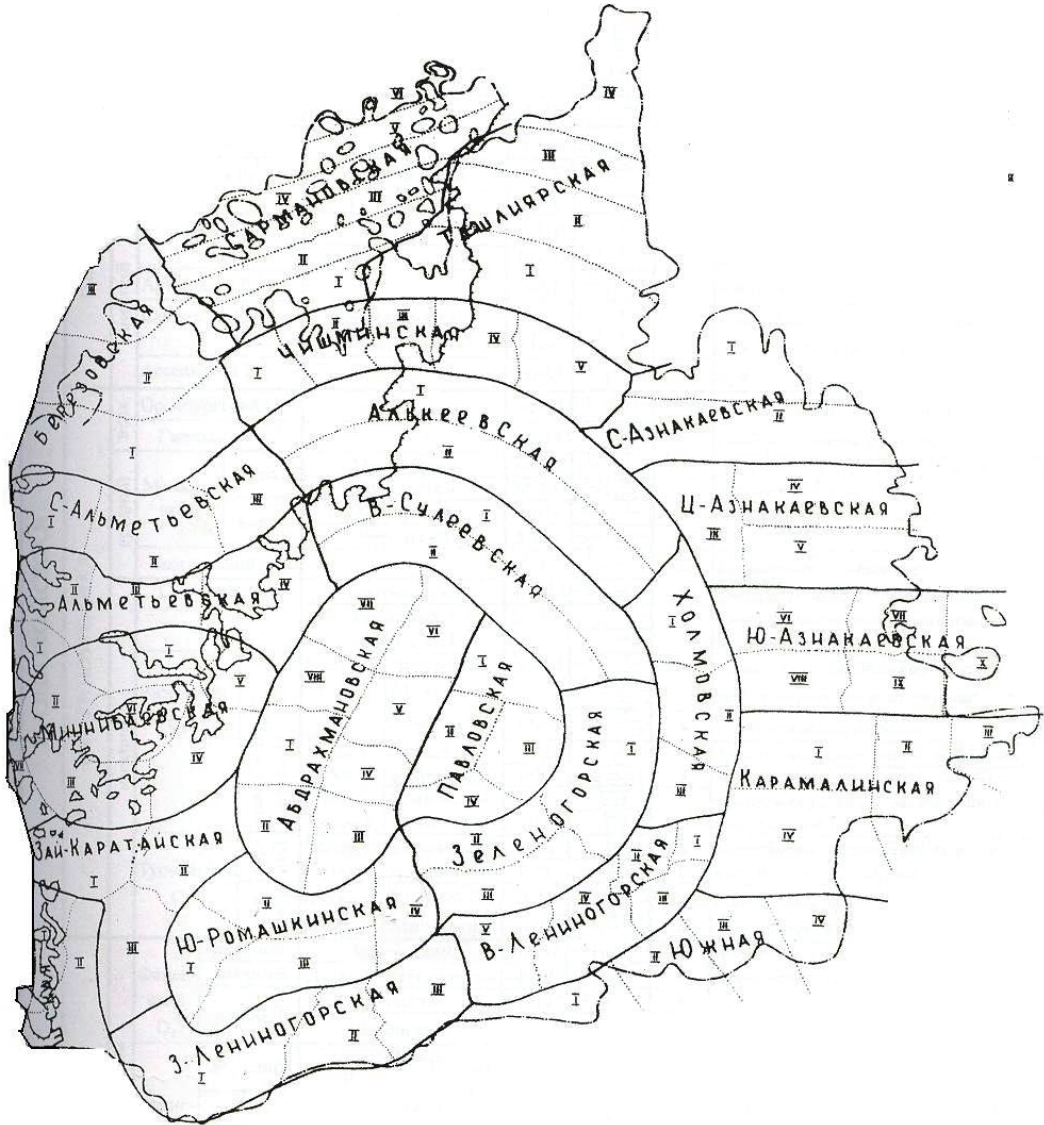


Рис. 4. Ромашкинское месторождение с площадями разработки и выделенными блоками:

Условные обозначения:

- границы площадей
 - границы блоков
 - внешний контур нефтеносности горизонта D_1
 - внешний контур нефтеносности горизонта D_0
 - линия регионального замещения пласта коллектора D_0
- II, III - номера блоков

Западно-Лениногорская площадь расположена на юге Ромашкинского месторождения. На севере площадь контактирует с Южно-Ромашкинской, на западе с Зай-Каратайской и на востоке с Восточно-Лениногорской площадями.

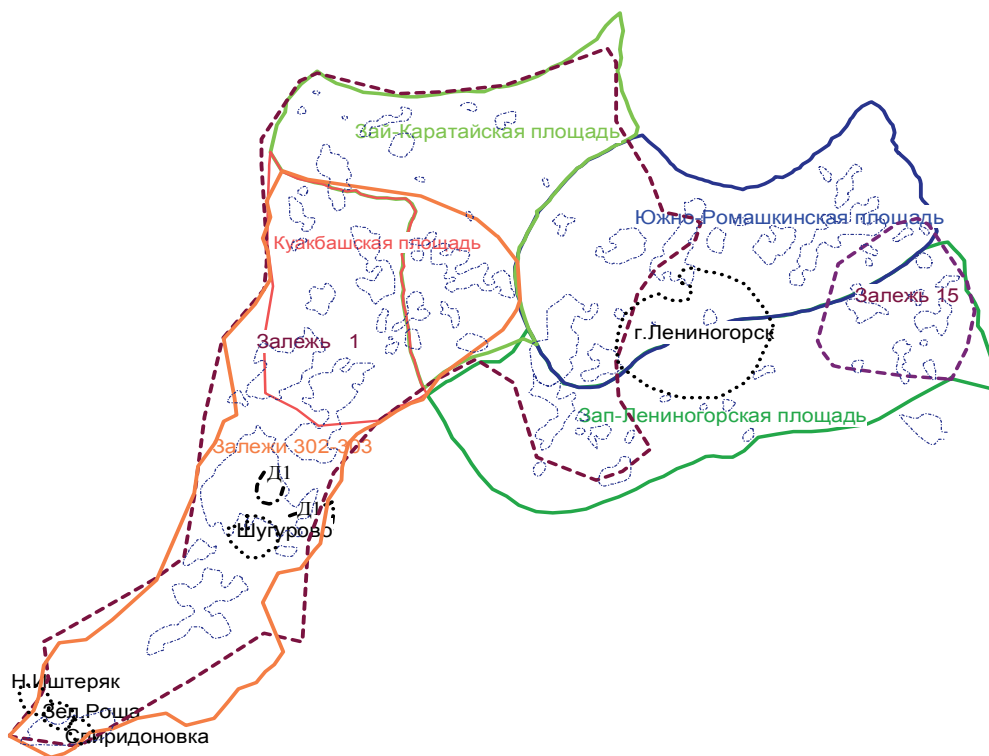
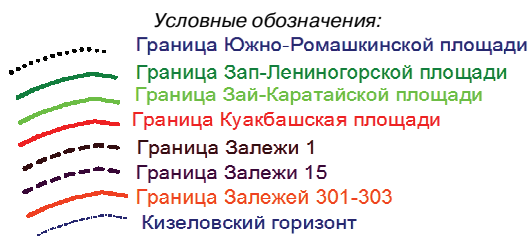


Рис. 5. Участок Ромашкинского нефтяного месторождения



Основным объектом разработки являются запасы нефти, приуроченные к терригенным коллекторам пашийского горизонта D_1 , которые представлены двумя группами: высокопродуктивные с проницаемостью более $0,100 \text{ мкм}^2$ и малопродуктивные с вариацией проницаемости $0,30—0,100 \text{ мкм}^2$. В свою очередь, в рамках первой группы выделены коллекторы с объемной глинистостью менее и более 2%. Таким образом, объект разработки D_1 представляется совокупностью трех типов пород-коллекторов с различной фильтрационной характеристикой, которые имеют прерывистый характер строения, выражающийся в смене одного типа коллекторов другим, а также и полным их замещением неколлекторами.

Фациальный состав коллекторов изменяется от гомодисперсных алевролитов до песчаных фракций.

Горизонт D_1 является многопластовым объектом в пределах общей толщины продуктивных отложений, которая в среднем составляет 34,0 м.

Выделенные блоки не равнозначны по представительности той или иной группы пород. Как в целом по пласту, так и по блокам происходит увеличение доли

коллектора сверху вниз. Из общей закономерности выпадает пласт «а» на втором и третьем блоках, по каждому доля коллектора выше, чем в нижележащих пластах пачки «б».

Аналогичная закономерность прослеживается по высокопродуктивным неглинистым коллекторам, но с различной представительностью в строении пластов.

Естественно, что разная степень представительности групп пород в строении пластов является одним из главных аргументов, определяющих состояние выработки запасов нефти. Очевидно, что это также является одной из важнейших причин особенностей выработки запасов по блокам.

В силу многопластового строения горизонта D_1 становится очевидным многообразие разрезов скважин с различным сочетанием пластов, представленных разными группами коллекторов и залегающих на различных стратиграфических уровнях. В результате обработки практически всех разрезов по скважинам они систематизированы в 6 типов с представительностью от 1 до 6 пластов. Кроме того, каждый из типов рассматривался с точки зрения возможных вариантов сочетания высоко и малопродуктивных коллекторов. В рамках выделенных типов разрезы сгруппированы в подтипы с их долей участия в строении объекта.

Таблица

Исходные геолого-физические характеристики

Наименование	Величина
Ср. глубина залегания, Н, м	1 750
Тип залежи	пластовый
Тип коллектора	терригенный
Площадь нефтеносности площади, $S_{\text{н}}$, га	20 225
Ср. толщина(нефтенас), $h_{\text{н}}$, м	6,26
Ср. насыщенность нефтью, доли ед	0,805
Пористость, m , доли ед	0,188
Проницаемость, k , мкм ²	0,283
Коэффициент вариации распределения проницаемости, $V(k)$, доли ед	0,7
Пластовое давление, $P_{\text{пл}}$, МПа	17,5
Пластовая температура, $T_{\text{пл}}$, С	38
Плотность нефти, $\tau/\text{м}^3$ пласт. усл	0,804
Давление насыщения нефти газом, $P_{\text{н}}$, МПа	7,41—9,32
Газосодержание нефти, $R_{\text{н}}$, м ³ /т	46,79—78,9
Газосодержание воды, $R_{\text{в}}$, м ³ /т	0,317
Вязкость нефти пласт. усл., (МПа · с)	3,4
Вязкость воды, (МПа · с)	1,93
Плотность нефти, $\tau/\text{м}^3$ поверх. усл	0,858
Плотность воды, $\tau/\text{м}^3$	1,186
Вязкость нефти поверх. усл., (МПа · с)	14,6
Содержание серы в нефти, %	1,3
Содержание парафина в нефти, %	2,8
Коэффициент нефтеизвлечения, доли ед.	0,6
Коэффициент вытеснения нефти водой, доли ед.	0,78
Коэффициент продуктивности, K , ($\tau \cdot 10$)/(сут. · Мпа)	1,3

В таблице приведены геолого-физические характеристики продуктивных горизонтов Западно-Лениногорской площади. Таблица составлена на основе собранных данных.

ЛИТЕРАТУРА

- [1] *Муслимов Р.Х.* Влияние особенностей геологического строения на эффективность разработки Ромашкинского месторождения. — Казань: Изд. Казанского университета, 2007. [*Muslimov R.H.* Vlijanie osobennostej geologicheskogo stroenija na jeffektivnost' razrabotki Romashkinskogo mestorozhdenija. — Kazan': Izd. Kazanskogo universiteta, 2007.]
- [2] *Акишев И.М.* К вопросу о нефтях и природных битумах пермских отложений Татарской АССР // Труды ТатНИПИнефть. — Вып. 60. — Бугульма, 1987. — С. 74—77. [*Akishev I.M.* K voprosu o neftyah i prirodnyh bitumah permskih otlozhenij Tatarskoj ASSR // Tr./TatNIPineft'. Vyp. 60. — Bugul'ma, 1987. — S. 74—77.]
- [3] *Акишев И.М., Волков Ю.В., Гилязова Ф.С.* Запасы и ресурсы природных битумов Татарской АССР // Комплексное освоение природных битумов и высоковязких нефтей (извлечение и переработка) // Труды Всесоюз. конференции. — Казань: ТГЖИ, 1992. — С. 21—26. [*Akishev I.M., Volkov Ju.V., Giljazova F.S.* Zapasy i resursy prirodnyh bitumov Tatarskoj ASSR // Kompleksnoe osvoenie prirodnyh bitumov i vysokovjazkih neftej (izvlechenie i pere-rabotka): Tr. Vsesojuzn. konf. — Kazan': TGZhI, 1992. — S. 21—26.]
- [4] Анализ эффективности циклической закачки сшитых полимерных систем на участке Бурейкинского месторождения / Ш.К. Гаффаров, Р.Х. Мусабилов, В.Н. Абрамов и др. // Нефт. хоз-во. — 2004. — № 7. — С. 20—22. [Analiz jeffektivnosti ciklicheskoj zakachki sshityh polimernyh sistem na uchastke Burejkinskogo mestorozhdenija / Sh.K. Gaffarov, R.H. Musabirov, V.N. Abramov i dr. // Neft. hoz-vo. — 2004. — № 7. — S. 20—22.]
- [5] *Аширов К.Б.* Геологические условия образования твердых битумов // Тр. Гипровостокнефть. — Вып. 5. — М.: Гостоптехиздат, 2007. — С. 26—40. [*Ashirov K.B.* Geologicheskie uslovija obrazovaniya tverdyh bitumov // Tr. Giprovostokneft'. — Vyp. 5. — M.: Gostoptehizdat, 2007. — S. 26—40.]
- [6] *Аширов К.Б.* Повышение ресурсов нефти в карбонатных коллекторах // Нефтегазовая геология и геофизика. — 1981. — № 2. — С. 20—24. [*Ashirov K.B.* Povyshenie resursov nefti v karbonatnyh kollektorah // Neftegazovaja geologija i geofizika. — 1981. — № 2. — S. 20—24.]
- [7] *Базив В.Ф.* О развитии технологий разработки трудноизвлекаемых запасов нефти // Нефт. хоз-во. — 2000. — № 6. — С. 41—42. [*Baziv V.F.* O razvitii tehnologij razrabotki trudnoizvlekaemyh zapasov nefti // Neft. hoz-vo. — 2000. — № 6. — S. 41—42.]
- [8] *Байбаков Н.К., Гарушев А.Р.* Тепловые методы разработки нефтяных месторождений. — М.: Недра, 2008. — 343 с. [*Bajbakov N.K., Garushev A.R.* Teplovyje metody razrabotki nef-tjanyh mestorozhdenij. — M.: Nedra, 2008. — 343 s.]
- [9] *Воронин В.П., Степанов В.П., Гольштейн Б.Л.* Геофизическое изучение кристаллического фундамента Татарии. — Казань: Изд-во Казан. ун-та, 2002. — 206 с. [*Voronin V.P., Stepanov V.P., Gol'shtejn B.L.* Geofizicheskoe izuchenie kristallicheskogo fundamenta Tatarii. — Kazan': Izd-vo Kazan. un-ta, 2002. — 206 s.]
- [10] *Вахитов Г.Г., Морозов В.Д., Сафиуллин Р.Х.* Проблемы скважинной разработки месторождений высоковязких нефтей и природных битумов за рубежом: Обзор, информ. — М.: ВНИИОЭНГ, 1986. — 49 с. [*Vahitov G.G., Morozov V.D., Safiullin R.H.* Problemy skvazhinnoj razrabotki mestorozhdenij vysokovjazkih neftej i prirodnyh bitumov za rubezhom: Obzor, inform. Ser. Neftepromyslovoe delo. — M.: VNIIOJENG, 1986. — 49 s.]
- [11] *Викторин В.Д.* Влияние особенностей карбонатных коллекторов на эффективность разработки нефтяных залежей. — М.: Недра, 2008. — 150 с. [*Viktorin V.D.* Vlijanie osobennostej karbonatnyh kollektorov na jeffektivnost' razrabotki nef-tjanyh zalezhej. — M.: Nedra, 2008. — 150 s.]

**ON SOME LITHO-STRATIGRAPHIC
AND FIELD GEOLOGICAL CHARACTERISTICS
OF PRODUCTIVE HORIZONS WEST-LENINOGORSK AREA
TO THE ROMASHKINSKOYE DEPOSIT**

V.Yu. Abramov, P.N. Vlasov

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

In this article we look at some lithologic — stratigraphic and geological — commercial characteristics of productive horizons one area of development, namely the West — Leninogorsk area Roamshkinskogo oilfield.

This information will be of interest to professionals involved in the development and research of this field.

Key words: Western-Leninogorsk area, litho-stratigraphic characteristics, geological and physical characteristics.