

М.С. Кислицын, В.В. Ярошенко

# ПЕРСПЕКТИВА РАЗВИТИЯ НЕФТЕШАХТ ЯРЕГСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Выделено три основных этапа развития шахтного способа разработки Ярегского месторождения высоковязкой нефти. Отмечено, что с 1968 г. по настоящее время экспериментальный способ термического воздействия на пласт в условиях шахтной разработки месторождения. Выделено четыре основные системы разработки: одногоризонтная, одногоризонтная с оконтуривающими штреками, двухгоризонтная и подземно-поверхностная. Наиболее высокие значения коэффициента нефтеизвлечения и в более короткие сроки достигнуты при применении подземно-поверхностной системы разработки; затем — у двухгоризонтной системы и наименьшие — у одногоризонтной системы. Наиболее перспективным направлением является отработка Лыаельской площади. Отмечены наиболее перспективные направления для развития термощахтной добычи нефти: увеличение длины бурения подземных скважин до 1000 м и более; минимальная проходка горных выработок; автоматизация добычи нефти из уклонных блоков; полный переход на подземно-поверхностную систему разработки; полностью механизированная проходка горных выработок. Для достижения добычи нефти в 3,5 млн в год необходима полная интеграция горной и нефтяной промышленности.

Ключевые слова: нефть, нефтешахта, проведение горных выработок, Ярегское месторождение, подземно-поверхностная система разработки.

DOI: 10.25018/0236-1493-2018-1-0-12-18

## Введение

По данным различных источников, запасы «легкой нефти будут отработаны уже в ближайшие 100 лет. Наиболее быстрыми темпами вырабатываются запасы легкой нефти с плотностью менее 0,83. Запасы тяжелой нефти с плотностью выше 0,87 и запасы природного битума разрабатываются невысокими темпами. Следует отметить, что разведанные запасы тяжелой высоковязкой нефти и природного битума значительно превышают запасы легкой нефти. Месторождения битуминозной нефти в будущем рассматривается как наиболее перспективные источники сырья углеводородов.

Ярегское нефтяное месторождение, расположенное в 20 км к юго-западу от центра административного района Республики Коми г. Ухты, начали разрабатывать в 1932 г. Добыча нефти осуществлялась через поверхностные скважины без воздействия на пласт. При этом коэффициент нефтеотдачи при данном способе составлял не более 0,018.

В 1934 г. научный руководитель Н.Н. Тихонович предложил идею отработки запасов Ярегской нефти шахтным способом. Шахтная добыча на естественном режиме истощения пластовой энергии позволила поднять коэффициент нефтеизвлечения в три раза и достичь 0,04—0,06. При шахтной разработке добыча

## Этапы развития разработки Ярегского месторождения

Способ разработки	Период применения	Средний коэффициент нефтеотдачи
Скважинами с поверхности земли	1935–1944 гг.	0,018
Дренажный шахтный на естественном режиме	1939–1974 гг.	0,04
Термошахтный	1968 — наст. время	0,45–0,55

нефти осуществляется с помощью скважин, пробуренных из горных выработок. В 1968 г. начались опытные работы по термическому воздействию на пласт в условиях шахтной разработки месторождения. Этот метод получил название термошахтный способ добычи нефти. При этом коэффициент нефтеотдачи вырос до 0,5, а на некоторых уклонных блоках превысил 0,7 (таблица).

На первых двух этапах с 1939 г. по 1974 г. за счет естественного режима отработки пласта было добыто 7,5 млн т нефти, что составляет 4% от промышленных запасов. Переход к термошахтной технологии разработки пласта позволило добыть за 2015 г. 739 тыс. т нефти. На месторождении за весь период разработки применялись следующие системы

разработки: одногоризонтная, одногоризонтная с оконтуривающими штреками, двухгоризонтная и подземно-поверхностная (рис. 1).

Сущность двухгоризонтной системы заключается в том, что пар закачивают через падающие скважины, пробуренных из полевых штреков. Эти выработки создают надпластовую горную сеть (рис. 1, а). Через сеть пологонаклонных скважин, пробуренных из оваловидных буровых галерей, и через скважины надпластовых полевых выработок, пройденных по контуру разрабатываемого уклонного блока подается пар при одногоризонтной системе разработки с оконтуривающими штреками (рис. 1, б). При одногоризонтной системе нагнетательные пологонаклонные и добывающие

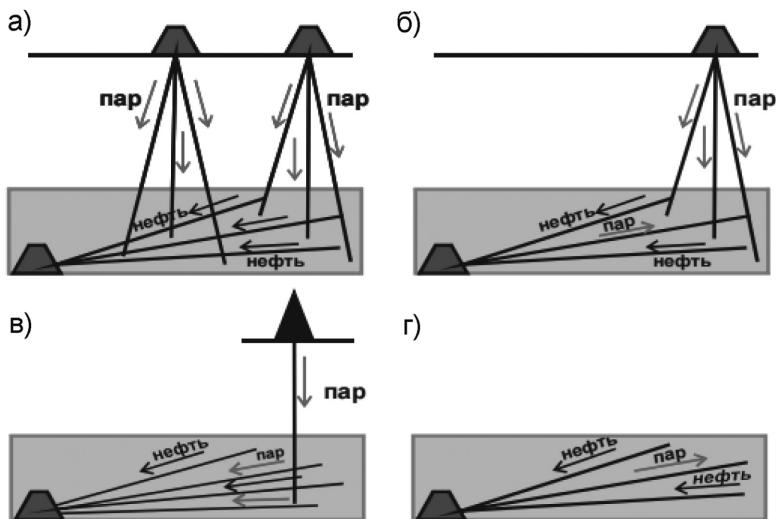


Рис. 1. Системы разработки Ярегского месторождения: двухгоризонтная система (а); одногоризонтная система с оконтуривающими штреками (б); подземно-поверхностная система (в); одногоризонтная система (г)

## Ярегское месторождение

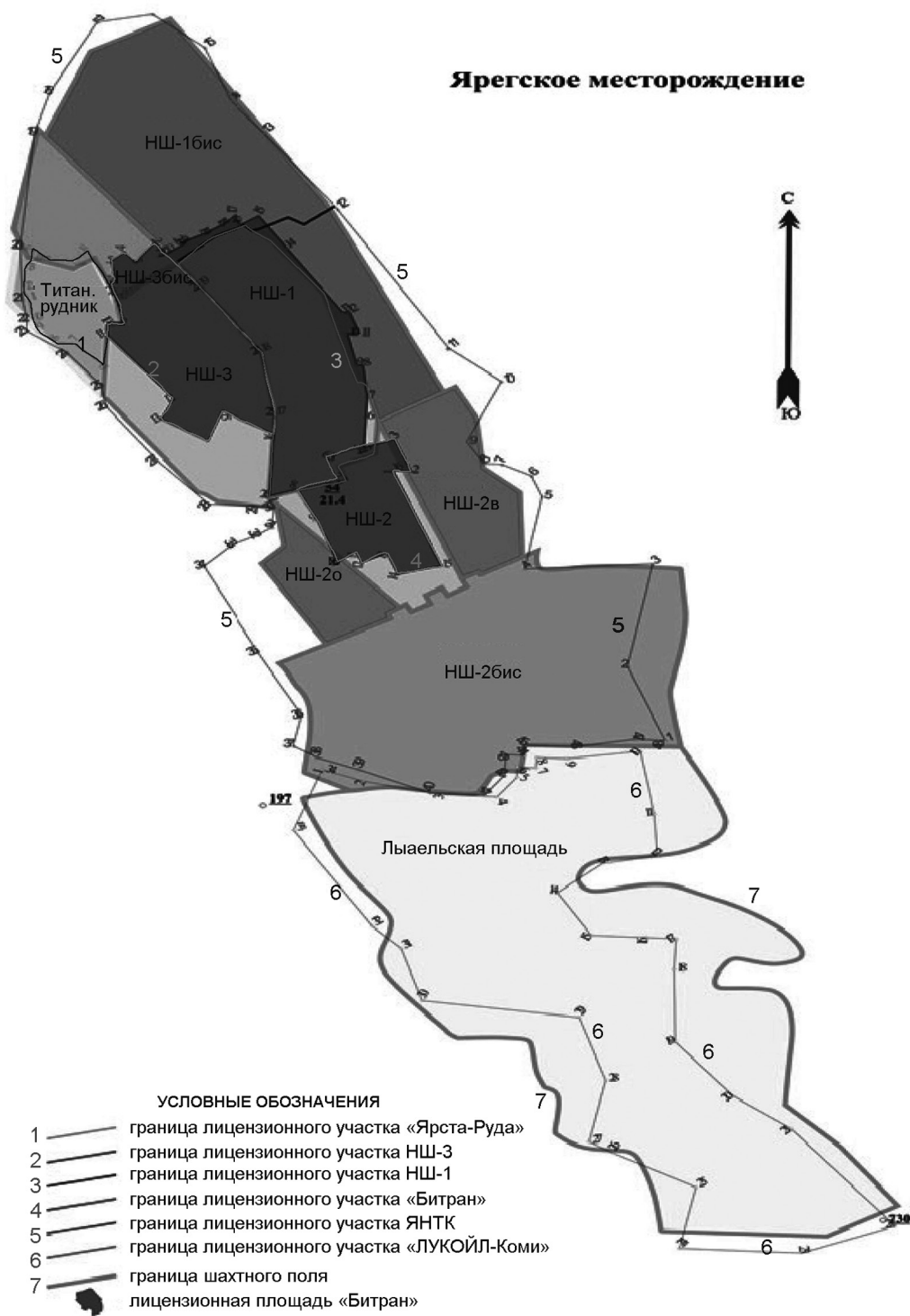


Рис. 2. Схема расположения шахтных полей

скважины пробурены из одной галереи. Вся сеть расположена под продуктивным нефтяным пластом (рис. 1, г).

При подземно-поверхностной системе пар подается через вертикальные нагнетательные скважины, пробуренные с поверхности земли, и распределяется по пласту с помощью парораспределительных скважин, которые пробурены из подземных выработок к забоям нагнетательных скважин (рис. 1, в). Добыча нефти производится через подземные добывающие скважины. Значительным недостатком данной системы разработки является необходимость бурения скважин с поверхности, что не всегда возможно из-за затрудненных условий (промышленные здания, водоемы, отвалы и т.д.). Следует, отметить, что коэффициент нефтеизвлечения находится в районе 0,54, который достигается за 9–10 лет, при двухгоризонтной системе разработки — 15–17 лет.

Исходя из имеющихся данных, можно сказать, что наиболее высокие значения коэффициента нефтеизвлечения и в более короткие сроки достигнуты при применении подземно-поверхностной системы разработки. Следующая по эффективности — двухгоризонтная система, и наименьшие значения коэффициента нефтеизвлечения у одногоризонтной системы.

По темпам отбора запасов самые высокие показатели у подземно-поверхностной системы, второе по значениям — у двухгоризонтной и наименьшие результаты — у одногоризонтной.

Наиболее высокие расчетные значения паронефтяного отношения в начале разработки у двухгоризонтной и одногоризонтной систем (как текущее так и накопленное), наименьшие значения имеет в этот период имеет подземно-поверхностная система. К концу периода разработки каждой из систем текущие значения паронефтяного отношения при-

лизительно равные, а накопленные распределяются так — самое низкое у двухгоризонтной системы, немного выше подземно-поверхностной и самые большие значения у одногоризонтной системы.

Нефтяная залежь в настоящее время обрабатывается 3 нефтешахтами (рис. 2). При этом разработка применяется на площадях ранее отработанных шахтным способом на естественном режиме. В общем месторождение можно разделить на две части, обрабатываемые сейчас тремя шахтами и перспективная часть (Лыаельская площадь). Для последней в проектом институте «Печорнипинефть» разработан проект отработки подземным способом с минимальным количеством горных выработок. Для вскрытия 700 га площади месторождения с протяженностью подземных скважин 1000 м потребуются пройти всего 5–6 км горных выработок. Удельная проходка составит 7–8 м на гектар, что в 40 раз меньше, чем при существующих шахтах.

Другая ситуация обстоит сейчас на действующих шахтах. В связи с трудностями применения подземно-поверхностной системы разработки, многие добычные блоки подготавливаются по двухгоризонтной, где удельная проходка составляет 240–300 м на гектар. Для обеспечения своевременного ввода добычных уклонов в работу необходимо подготовить до 6 км горных выработок.

При высоком прогрессе в добычи нефти на Ярегском месторождении, ведение горных работ отстает. Проходка горных выработок осуществляется буровзрывным способом при среднем продвижении 200–250 м в год. Внедренный в 2011 г. горнопроходческий комбайн КП-21 позволил увеличить темпы проведения выработок до 800 м. При этом доля ручного труда при проходке остается на прежнем уровне. Для каждой шахты из 8 проходческих забоев, полностью механизированы только 2 забоя.

Горные выработки уклонных блоков проходятся буровзрывным способом. Бурение шпуров ведется ручными пневматическими перфораторами с промывкой водой. Вид ВВ (АП-5ЖВ, Т-19), величина заряда, средства взрывания (ЭДКЗ-ПМ) уборка породы в забоях выработок производится породопогрузочной машиной ППН-1С, откатка породы осуществляется в вагонетках ВГ-1,3 электровозами типа 5АРВ и 4,5АРП. Опыт работы на угольных шахтах показывает, что современные темпы проведения горных выработок на угольных шахтах превысил один километр за месяц, а на рудниках средняя проходка за год превышает 1 км.

### Результаты

После анализа, можно отметить, что актуальными задачами для термощахтной отработки нефтяной залежи являются следующие аспекты:

- увеличение длины бурения подземных скважин до 1000 м и более;
- минимальная проходка горных выработок;
- автоматизация добычи нефти из уклонных блоков;
- полный переход на подземно-поверхностную систему разработки;
- полностью механизированная проходка горных выработок.

### СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Морозюк О. А. Анализ разработки Ярегского месторождения по термощахтной технологии // Нефтепромысловое дело. — 2010. — № 11. — С. 45–52.
2. Рузин Л. М., Петров Н. А., Морозюк О. А., Дуркин С. М. Выбор эффективных технологий разработки залежей высоковязких нефтей и битумов // Материалы межрегиональной научно-технической конференции «Проблемы разработки и эксплуатации месторождений высоковязких нефтей и битумов» 18–19 ноября 2010 г. / Под ред. Н. Д. Цхадая. — Ухта: УГТУ, 2010. — С. 22–33.
3. Пранович А. А., Власенко В. И. Комплексный подход к освоению Ярегского нефтетитанового месторождения // Горный журнал. — 2007. — № 3. — С. 69–70.
4. Коноплёв Ю. П. Выбор способа прогнозирования добычи нефти термощахтным методом по уклонным блокам // Нефтяное хозяйство. — 1992. — № 2.
5. Коноплёв Ю. П. Термощахтная разработка нефтяных месторождений. — М.: Недра, 2006. — 216 с.
6. Рузин Л. М., Чупров И. Ф. Технологические принципы разработки залежей аномально вязких нефтей и битумов. — Ухта: УГТУ, 2007. — 305 с.

### Заключение

Внедренный в 1939 г. шахтный способ отработки нефтяного пласта, претерпел различные изменения, и теперь годовая добыча нефти доходит до 740 тыс. т. При современных методах отработки нефти термощахтным способом позволяет поднять уровень добычи до 3,5 млн т к 2023–2024 гг.

Шахтная добыча нефти является результатом слияния двух отраслей — горной и нефтяной. При этом, нефтяники не имеют опыта работы под землей в шахтных условиях, а шахтеры не представляют собой отработку нефтяных пластов. Для достижения высоких уровней добычи нужна полная интеграция двух этих отраслей.

Применение современных технологий при горнопроходческих операциях позволит увеличить конкурентоспособность нефтешахт и повысить уровень безопасности при проведении горных выработок. Переход к самоходному буровому оборудованию (типа «Bolter»), погрузчикам, работающим на дизельном топливе, уход от локомотивной откатки к механизированному методу доставки породы и замена на монорельсовые дизелевозы, способны решить проблемы по обеспечению высокого уровня проходки при буровзрывном способе.

7. Тюнькин Б. А., Коноплёв Ю. П. Опыт подземной разработки нефтяных месторождений и основные направления развития термощахтного способа добычи нефти. — Ухта: Печони-пнефть, 1996. — 160 с.

8. Тихонович Н. Н. Нефтяные месторождения Ухто-Печорского края / Международный XVII геологический конгресс. — М.-Л., 1937. — С. 21–22.

9. Герасимов И. В. Большое будущее Яреги. О комплексном развитии Ярегского нефтетитанового месторождения // Регион. — 2012. — № 9. — С. 7–10.

10. Кремс А. Я., Здоров С. Ф., Бондаренко С. М., Адамов А. И. Шахтная разработка нефтяных месторождений. — М., 1960. — 274 с.

11. Гуменюк А. С. На Яреге был найден ключ к покорению тяжелой нефти // Регион. — 2004. — № 6. — С. 30–38.

12. Talalyan A. Geophysical studies in rising boreholes of Balakhan oil mine. Azerbajdzhan-skoe Neftyanoje Khozyajstvo, 1995, pp. 22–25.

13. John Bill, Bally A. W., Klemme H. D. Sedimentary provinces of the world-hydrocarbon productive and nonproductive. American Association of Petroleum Geologists, 1984, 35 p.

14. Garven G. A hydrogeologic model for the formation of the giant oil sands deposits of the Western Canada sedimentary basin // American Journal of Science, 1989, vol. 289, pp. 105–166. **ГИАБ**

### КОРОТКО ОБ АВТОРАХ

Кислицын Максим Сергеевич<sup>1</sup> — аспирант, e-mail: kuslusinmak@yandex.ru,

Ярошенко Валерий Вальеревич<sup>1</sup> — аспирант,

e-mail: valera2011yaroshenko@mail.ru,

<sup>1</sup> Санкт-Петербургский горный университет.

---

ISSN 0236-1493. Gornyy informatsionno-analiticheskiy byulleten'. 2018. No. 1, pp. 12–18.

**M.S. Kislitsyn, V.V. Yaroshenko**

### PROSPECTS OF OIL MINING AT YAREGA FIELD

The historical stages in development of strip-mining of high-viscous oil of Yarega field are discussed. Out of three basic stages, it is emphasized that the experimental method of thermal recovery of oil is still in use since 1968. The oil field mining involves four systems: single-level mining, single-level mining with perimeter galleries, two-level mining and underground/surface mining. The highest oil recovery in the shortest time is reached with the underground/surface mining system. The next efficient method is the two-level system, and the lowest values of oil recovery are produced by the single-level mining. The oil recovery factor in the underground/surface mining system is 0.54 and reaches the value of 0.7 in a few inclined blocks of the field. Lyael area mining seems to be the most promising. To get access to oil over an area of 700 ha with underground boreholes 1000 m long, it will be required to drive 5–6 km of galleries. Specific drivage makes 7–8 m per hectare, which is 40 times less than in the existing mines. The most challenging lines of advance in the thermal recovery of oil are the longer borehole drilling to 1000 m and more, minimization of underground drivage, automation of oil recovery from inclined blocks, full transition to underground/surface mining system, totally mechanized drivage. In order to reach annual oil production of 3.5 Mt, complete integration of the mining sector and petroleum industry is required.

Key words: oil, oil mine, drivage, Yarega oil field, underground/surface mining system.

---

DOI: 10.25018/0236-1493-2018-1-0-12-18

### AUTHORS

Kislitsyn M.S.<sup>1</sup>, Graduate Student, e-mail: kuslusinmak@yandex.ru,

Yaroshenko V.V.<sup>1</sup>, Graduate Student, e-mail: valera2011yaroshenko@mail.ru,

<sup>1</sup> Saint Petersburg Mining University,  
199106, Saint-Petersburg, Russia.

## REFERENCES

1. Morozyuk O. A. *Neftepromyslovoe delo*. 2010, no 11, pp. 45–52.
2. Ruzin L. M., Petrov N. A., Morozyuk O. A., Durkin S. M. *Materialy mezhdunarodnoy nauchno-tekhnicheskoy konferentsii «Problemy razrabotki i ekspluatatsii mestorozhdeniy vysokovyazkikh neftey i bitumov»*, 18–19 noyabrya 2010 g. 18–19 noyabrya 2010 g. Pod red. N. D. Tskhadaya (Development and Production of High-Viscous Oil and Bitumen: Inter-Regional Scientific-Technical Conference Proceedings, 18–19 November 2010 Tskhaday N. D. (Ed.)), Ukhta, UGTU, 2010, pp. 22–33.
3. Pranovich A. A., Vlasenko V. I. *Gornyy zhurnal*. 2007, no 3, pp. 69–70.
4. Konoplev Yu. P. *Neftyanoe khozyaystvo*. 1992, no 2.
5. Konoplev Yu. P. *Termoshakhtnaya razrabotka neftyanykh mestorozhdeniy* (Thermal oil recovery), Moscow, Nedra, 2006, 216 p.
6. Ruzin L. M., Chuprov I. F. *Tekhnologicheskie printsipy razrabotki zalezhey anomal'no vyazkikh neftey i bitumov* (Process principles of anomalously viscous oil and bitumen recovery), Ukhta, UGTU, 2007, 305 p.
7. Tyun'kin B. A., Konoplev Yu. P. *Opyt podzemnoy razrabotki neftyanykh mestorozhdeniy i osnovnyye napravleniya razvitiya termoshakhtnogo sposoba dobychi nefti* (Experience of underground mining of oil and basic tendencies in the method of thermal oil recovery), Ukhta, Pechonipineft', 1996, 160 p.
8. Tikhonovich N. N. *Mezhdunarodnyy XVII geologicheskyy kongress* (XVII International Geological Congress), Moscow-Leningrad, 1937, pp. 21–22.
9. Gerasimov I. V. *Region*. 2012, no 9, pp. 7–10.
10. Krems A. Ya., Zdorov S. F., Bondarenko S. M., Adamov A. I. *Shakhtnaya razrabotka neftyanykh mestorozhdeniy* (Oil mining), Moscow, 1960, 274 p.
11. Gumenyuk A. S. *Region*. 2004, no 6, pp. 30–38.
12. Talalyan A. Geophysical studies in rising boreholes of Balakhan oil mine. *Azerbajdzhanskoe Neftyanoe Khozyaystvo*, 1995, pp. 22–25.
13. John Bill, Bally A. W., Klemme H. D. *Sedimentary provinces of the world-hydrocarbon productive and nonproductive*. American Association of Petroleum Geologists, 1984, 35 p.
14. Garven G. A hydrogeologic model for the formation of the giant oil sands deposits of the Western Canada sedimentary basin. *American Journal of Science*, 1989, vol. 289, pp. 105–166.

## FIGURES

Fig. 1. Mining method of Yarega deposit: two-level system (a); one-level system with perimeter galleries (b); underground/surface system (v); one-level system (g).

Fig. 2. Layout of mine fields.



## III НАЦИОНАЛЬНЫЙ ГОРНОПРОМЫШЛЕННЫЙ ФОРУМ



В кулуарах форума