

DOI: 10.25558/VOSTNII.2019.30.36.007

УДК 622. 276.55; 613.62; 331.86.21

© А.И. Фомин, 2019

А.И. ФОМИН

д-р техн. наук,
ведущий научный сотрудник
АО «НЦ ВостНИИ», г. Кемерово
e-mail: main@nc-vostnii.ru



ОСОБЕННОСТИ РАЗРАБОТКИ ЯРЕГСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ ТЯЖЕЛОЙ НЕФТИ

В статье раскрыты особенности добычи высоковязкой нефти Ярегского месторождения, представлены различные способы извлечения нефти из недр земли. Приведены геолого-физические характеристики продуктивного пласта, показана нефтеотдача пласта при термошахтном способе извлечения высоковязкой нефти. Рассмотрена двухгоризонтная система термошахтной разработки месторождения высоковязкой нефти Ярегского месторождения, которая может послужить положительным примером разработки других месторождений высоковязкой нефти России. Отмечено воздействие вредных производственных факторов, способных вызывать профессиональные заболевания у работников подземной группы.

Ключевые слова: РЕСПУБЛИКА КОМИ, ЯРЕГСКОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ ВЫСОКОВЯЗКОЙ НЕФТИ, НЕФТЯНЫЕ ШАХТЫ, ТЕРМОШАХТНЫЙ СПОСОБ ДОБЫЧИ НЕФТИ, УСЛОВИЯ ТРУДА, ПРОФЕССИОНАЛЬНАЯ ЗАБОЛЕВАЕМОСТЬ.

Введение

Топливная промышленность (угольная, нефтяная, газовая, сланцевая, торфяная) специализирующаяся на добыче, обогащении, переработке и потреблении всех видов топлива (твердого, жидкого, газообразного) обеспечивает стабильный рост экономики и энергобезопасности России. Значительный вклад в экономику страны и повышение качества жизни людей вносит нефтедобывающая и нефтеперерабатывающая отрасли.

В связи с истощением разведанных запасов легкой нефти возникла необходимость освоения запасов вязких нефтей, мировые запасы которой почти в два раза больше легкой и по разным оценкам составляют 790–900 млрд тонн. Разведанные запасы тяжелой нефти на территории Российской Федерации оцениваются в 10–35 млрд тонн, 14 % которых сосредоточены в Республике Коми в девонских

отложениях, в частности на Ярегском месторождении. Данное месторождение тяжелой нефти является одним из старейших, где добыча нефти осуществляется как поверхностным, так и подземным способами.

Характеристика Ярегского месторождения

Открытое в 1932 году Ярегское месторождение высоковязкой нефти находится в центральной части Республики Коми на Тиманском кряже в 18 км к юго-западу от города Ухта, в междуречье рек Ижмы и Ухты. Для освоения месторождения нефти на расстоянии 3–4 км друг от друга построены нефтешахтные поселки: Ярега (нефтешахта 1), Первомайский (нефтешахта 2), Нижний Доманик (нефтешахта 3) и поселок железнодорожной станции Ярега.

Месторождение нефти находится в кварцевых песчаниках мощностью 26 м на глубине 140–200 м. Залежь высоковязкой нефти пластовая сводового типа шириной 4–6 км и высотой до 87 м, слагающих единый продуктивный пласт III. Средняя толщина пласта нефти составляет 70 м, большая часть месторождения находится во впадине, где максимальная толщина доходит до 106 м.

После разработки пласта шахтным способом на естественном режиме текущее давление не превышает 0,15–0,20 МПа. Газосодержание нефти невелико. По Ярегскому месторождению нефти состав газа в среднем составляет: метан — 95,2 %, гомологи метана — 0,5 %, углекислота — 2,44 %, азот-инертные — 1,9 % и тяжелые I инертные — 0,026 %. В составе водорастворенного газа пласта III: метан — 12–29 %, азот — 8–20 %, углекислота — 60 %. Состав газа в целом соответствует составу нефти. Из скважины 49р газовый фактор пластовой нефти равен 1,223 м³т [1–3].

Балансовые запасы 131,8 млн тонн. К опытной эксплуатации месторождения сква-

жинами с поверхности на двух участках приступили в 1935 году. Скважины размещались по треугольной сетке с расстоянием между скважинами 75–100 м.

Тяжелая нефть Ярегского месторождения уникальна по составу, что дает возможность производить нефтепродукты высокого качества, такие как медицинские масла, битумы, газойли и др.

Так как добывать тяжелую нефть обычным способом в таких условиях не представляется возможным, строились шахты, однако этого было недостаточно, поскольку нефтеотдача из пластов в естественном режиме достигала лишь 6 %. Путем эксперимента был найден более эффективный способ извлечения нефти. В результате экспериментальных исследований было разработано несколько систем термошахтной добычи тяжелой нефти: двухгоризонтная, одногоризонтная, одногоризонтная с оконтуривающими штреками, панельная, двухъярусная. Перечисленные системы различаются геометрией расположения нагнетательных и добывающих скважин

Таблица 1

Состав растворенного газа Ярегского месторождения

Наименование	Газ, выделившийся при однократном разгазировании пластовой нефти	Попутный газ
Плотность газа, кг/м ³	0,677	0,690
Метан, % масс.	98,56	96,5
Этан, % масс.	0,20	0,49
Пропан, % масс.	0,04	Следы
Изобутан, % масс.	0,07	0,07
Н-бутан, % масс.	0,02	0,03
Изопентан, % масс.	0,03	Отс.
Н-пентан % масс.	Отс.	0,01
Гексаны, % масс.	Отс.	Отс.
Гептаны + высшие	Отс.	Отс.
Углекислый газ, % масс.	Отс.	1,9
Азот, % масс.	1,08	1,23
Гелий	Не определен	Не определен
Сероводород	Не определен	Отс.

и объемами проходки горных выработок [3]. Наибольшее распространение получила двухгоризонтная система. Суть термошахтного способа добычи нефти заключается в изменении подвижности тяжелой нефти благодаря разогреву нефтяных пластов горячим паром. Средний уровень извлечения нефти из недр по отработанным участкам составил 52,4 %, а в некоторых участках достигал 70 % и более.

Эффективность применения термошахтного способа добычи нефти обусловлена геолого-физическими особенностями продуктивного пласта Ярегского месторождения, такими как небольшая глубина залегания, большая эффективная толщина, хорошие коллекторские свойства, большая остаточная нефтенасыщенность после первичной разработки на естественном режиме истощения [3].

Тепловое воздействие на трещиноватый коллектор показывает, что наличие густой сетки пологих скважин создает возможность для интенсивного прогрева, позволяет повысить коэффициент охвата неоднородного пласта. При нагнетании теплоносителя в трещиноватый пласт, закачиваемый агент, особенно в начальной стадии тепловой обработки, распространяется преимущественно по трещинам. Происходит эффективный прогрев пласта из густой системы трещин за счет теплопроводности. При поддержании в трещинах постоянной температуры скорость прогрева определяется лишь продолжительностью процесса тепловой обработки и почти не зависит от темпа ввода тепла в пласт. Текущий расход тепла на нагревание пласта при постоянной температуре в трещинах резко снижается во времени при почти постоянном темпе теплопотерь в окружающие породы [3]. Трещиновато-пористая среда позволяет получить высокий уровень тепловой эффективности благодаря поддержанию темпа ввода тепла в пласт и его снижению по мере того, как пласт будет прогреваться. Из-за превышения оптимального уровня закачки теплоносителя происходят дополнительные потери тепла с добываемой жидкостью, увеличиваются выделения тепла в атмосферу шахт, тепло уходит за пределы участков. Существует

два способа ускорения прогрева пласта при указанном механизме теплового воздействия: теплоноситель увеличивает охват поверхности трещин или повышаются параметры закачиваемого агента.

Факторами, участвующими в механизме нефтеотдачи, являются: снижение вязкости нефти, которое создает условия для гидродинамического вытеснения; термическое расширение пластовых флюидов; гравитационное дренирование пласта; вытеснение нефти за счет капиллярной пропитки [3]. Влияние данных факторов на механизм нефтеотдачи обусловлено увеличением температуры пласта. Когда температура пласта составляет 70–90°C (средний уровень), нефтеотдача от перечисленных факторов составляет: за счет снижения вязкости нефти и гидродинамического вытеснения — 15–20 %; за счет гравитационного дренирования пласта — 15–20 %; за счет термического расширения пластовых флюидов — 5–10 %; за счет капиллярной пропитки — 6–10 %. Суммируя влияние указанных факторов, нефтеотдача Ярегского месторождения при термошахтной разработке достигает 40–60 %.

В условиях термошахтной добычи нефти на Ярегском месторождении могут быть использованы следующие системы добычи высоковязкой нефти: двухгоризонтная, одnogоризонтная, двухъярусная и панельная. Наибольшее практическое применение получила двухгоризонтная система термошахтной добычи. При такой системе нагнетание пара в пласт производится через вертикальные и крутонаклонные скважины с надпластового горизонта, который находится выше кровли пласта на 10–30 м, а отбор нефти осуществляется из пологовосходящих добывающих скважин (длина — до 300 м), пробуренных из галереи, расположенной в продуктивном пласте (рис. 1).

Высокий уровень технологических показателей термошахтной разработки обеспечивается концентрацией в продуктивном пласте или в непосредственной близости от него основных технологических процессов, применением густой сетки размещения на-

нагнетательных и добывающих скважин, закачкой в пласт пара. Отношение пара к нефти — 2,54 т/т.

Можно выделить комплекс подготовительных работ для термошахтной добычи нефти: горные работы — проходка горных выработок; бурение подземных нагнетательных и добывающих скважин; монтаж поверхностных и подземных паропроводов — обвязка устьев нагнетательных скважин в буровых камерах, установка запорной арматуры на

устьях добывающих скважин; монтаж насосных агрегатов в камерах добычных уклонов, нефтепроводов и газопроводов.

Для термошахтной разработки высоковязкой нефти по двухгоризонтной системе необходимо проведение или восстановление в надпластовом горизонте горных выработок откаточных, вентиляционных и полевых штреков и уклона с подъемными площадками, наклонными частями и эксплуатационной галереей в нижней части пласта [3].

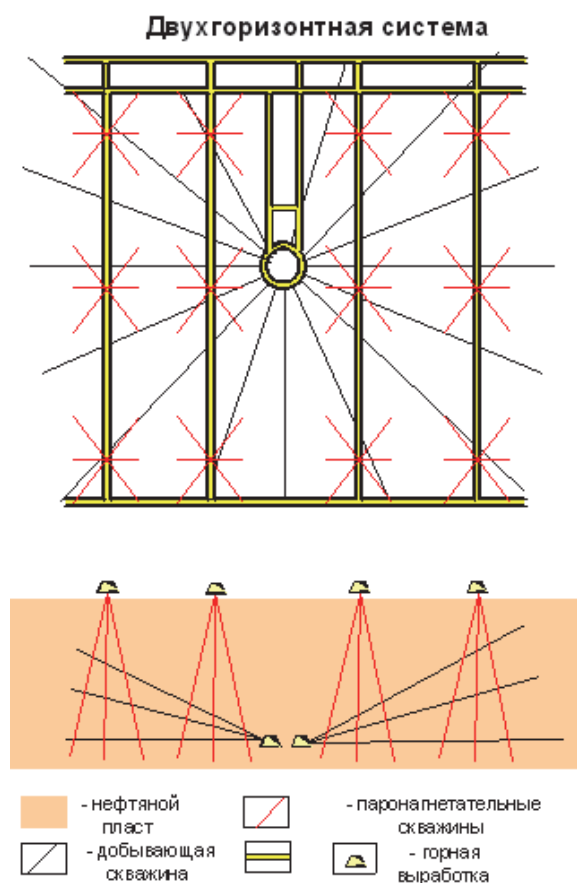


Рис. 1. Двухгоризонтная система добычи нефти

В надпластовом горизонте горные выработки проходятся по пустым залегающим породам (аргиллитам, туффитам, диабазам). По нефтенасыщенному пласту проходят выработки эксплуатационной галереи и наклонные части уклона (половина расстояния). Средний срок службы горных выработок — 10–12 лет. Поперечные сечения и конструкция крепи горизонтальных и наклонных выработок соответствуют типовым сечениям

подземных выработок. Для главных откаточных и вентиляционных выработок, вентиляционных и промежуточных штреков и уклонов при высоте этих выработок в свету не менее 1,9 м от головки рельсов минимальное поперечное сечение выработок составляет 6,0 м²; минимальное поперечное сечение для вентиляционных сбоек — не менее 4,5 м².

Описанная двухгоризонтная система разработки является продолжением шахтных

систем на естественном режиме истощения, которые применялись ранее, сохранив ряд недостатков. Помимо прочего из-за закачки пара появились следующие проблемы: высокие текущие и капитальные затраты на нормализацию теплового режима, подача в шахту большого количества воздуха, сильное увеличение сечений горных выработок, что, в свою очередь, не давало возможности дальнейшего развития традиционного способа термошахтной добычи высоковязкой нефти на Ярегском месторождении.

В условиях применения нового подземно-поверхностного способа разработки месторождение нефти разбивается на отдельные нефтепромысловые блоки (минишахты). Размеры минишахт определяются технической возможностью подземного станка по бурению в продуктивном пласте горизонтальных (пологонаклонных) нагнетательных и добывающих скважин. Вскрытие нефтяного пласта осуществляется вертикальными шахтными стволами небольшого диаметра. Согласно установленным «Правилам безопасности угольных (нефтяных) шахт» [4] необходимо иметь не менее двух стволов диаметром в свету не менее 2,0 м.

По кровле нефтяного пласта сооружается нагнетательная галерея, у подошвы пласта — добывающая галерея с емкостями для сбора и подготовки нефти (песколовушки, нефтеводосборники). Данные галереи — выработки околоствольного двора кольцевого типа, служащие для закачки в пласт теплоносителя (пара), отбора жидкости и ее транспортировки на поверхность. Протяженность галерей выбирается из расчета размещения необходимого количества добывающих и нагнетательных скважин по сверхплотной сетке (с расстояниями между забоями скважин до 25 м). Сечение выработок галерей принимается исходя из размещения в них бурового станка. Крепление выработок производится металлобетонной арочной крепью с железобетонной затяжкой и гидротеплоизоляцией свода и стен. Из галереи, расположенной в кровле продуктивного пласта, бурят до 300 горизонтальных (пологонаклонных) нагнетательных

скважин длиной 300–500 м, располагая их в два-три или более ярусов в зависимости от толщины пласта. Конструкция скважин обеспечивает нагнетание теплоносителя давлением до 1,0 МПа на устье, а для доставки теплоносителя с давлением 0,2–0,3 МПа до забоя скважины прокладывается лифтовая труба диаметром 50 мм [3].

В ходе использования нефтяные скважины объединяются в группы по 10–12 штук и подключаются к групповым коллекторам, а они — к сборному коллектору. Групповые коллекторы предусматривают установку средств автоматизации отбора и замера продукции скважин. Процессы регулирования закачки пара и подъема жидкости на поверхность автоматизируются.

Добываемая жидкость (нефть, вода, конденсат) и механические примеси по сборному коллектору самотеком собираются в сооруженные на добычном горизонте песколовушки и водонефтесборники. В песколовушках оседают механические примеси, а в водонефтесборниках перетекает нефть с водой, после чего нефть автоматически перекачивается на установку предварительного сброса пластовой воды на поверхностной промплощадке промысла специальными скважинными насосами.

По пробуренной скважине жидкость из нагнетательной галереи переходит на добычной горизонт в водонефтесборные емкости.

Жидкость из шахты откачивается по нефтесборочному коллектору и поступает в резервуары предварительного сброса, где она в течение 6 часов отстаивается при температуре 70°C, после чего насосами дожимной насосной станции перекачивается в резервуарный парк нефтебазы.

Описанный подъемно-поверхностный способ — наиболее совершенный вариант термошахтной разработки высоковязкой нефти. Его преимущества:

- происходит снижение объема наиболее опасных и дорогих горнопроходческих работ (сокращаются капитальные затраты и число подземных работников);

- технологические процессы закачки

пара, отбора и транспортировки жидкости автоматизируются, создаются условия для закрытого использования добывающих и нагнетательных скважин без участия человека;

– благодаря снижению количества горных выработок и более закрытой их эксплуатации создаются условия для закачки пара наивысших параметров, что в свою очередь ведет к максимальной нефтедобыче с максимальным охватом тепловым воздействием продуктивного пласта;

– обеспечивается возможность наиболее эффективной эксплуатации подземных скважин длиной 300 м и более из-за подачи пара наивысших параметров, что обуславливает ввод в разработку больших площадей месторождений одной минишахтой со сроком добычи 15–20 лет;

– постепенный ввод в разработку отдельных шахтных блоков подземно-поверхностного промысла дает возможность равномерно инвестировать в строительство с длительным сроком эксплуатации и высокими стабильными производственными мощностями, а также позволяет минимизировать затраты на ввод в эксплуатацию отдельных шахтных блоков;

– снижение капитальных и эксплуатационных затрат и обеспечение последовательно наращивания мощностей промысла в течение его длительного срока службы посредством централизации всех вспомогательных служб на единой площадке промысла.

Заключение

Опыт шахтной добычи показал, что с её помощью можно значительно увеличить степень извлечения нефти из недр, в особенности на месторождениях, истощенных предыдущей эксплуатацией, а в ряде случаев принять её в качестве первичного способа.

Современные методы добычи нефти, хотя существенно и повысили степень нефтеотда-

чи, тем не менее позволяют извлечь из недр менее половины содержащейся в них нефти. Поэтому шахтная разработка термошахтным методом имеет неоценимое значение в практике добычи высоковязкой нефти.

В России нефтяные шахты есть только в Яреге, поэтому на этих шахтах предъявляются серьезные требования не только к качеству технологических процессов, но и к профессиональной подготовке специалистов.

Особенностью нефтедобывающих шахт является подготовка кадров. Дело в том, что ни одно высшее учебное заведение страны не готовит специалистов — нефтяников-горняков. Аналогичная ситуация и с подготовкой рабочих кадров, поэтому возникает необходимость создания учебного пункта для подготовки проходчиков, бурильщиков, машинистов горно-выемочных машин, крепильщиков, стволовых, операторов добычи нефти и газа, машинистов подземного транспорта и др.

Другой особенностью является то, что ни отечественная, ни зарубежная индустрия не ориентированы на выпуск нефтешахтного оборудования, которое изготавливается в индивидуальном порядке по спецзаказам, а значит и стоит очень дорого.

Важно отметить, что большинство работников на нефтедобывающих шахтах работают во вредных и тяжелых условиях (класс условий труда 3.1–3.4), поэтому первоочередной задачей является обеспечение работникам здоровых и безопасных условий труда. Работники нефтяных шахт, занятые прежде всего на подземных работках, при выполнении технологических операций подвергаются воздействию вредных и опасных производственных факторов, приводящих к развитию производственно обусловленных и профессиональных заболеваний, в связи с чем необходимо оценивать риски развития заболеваний и принимать меры по их минимизации [5].

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Милютин А.Г. Геология. М.: Издательство Юрайт. 2016. 543 с.
2. Короновский Н.В., Асаманов Н.А. Геология. М.: Академия. 2011. 448 с.
3. Захаров В.Д., Козулин А.Н. Нефть и газ Коми АССР: сборник документов и материалов. Сыктывкар: Коми книжное издательство. 1979. 144 с.
4. Об утверждении Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в угольных шахтах»: приказ Ростехнадзора России от 19 нояб. 2013 г. № 550. Доступ из справ.-правовой системы «Техэксперт».
5. Фомин А.И. Управление охраной труда на горных предприятиях: учебное пособие. Кемерово: КузГТУ, 2018. 262 с.

DOI: 10.25558/VOSTNII.2019.30.36.007

UDC 622. 276.55; 613.62; 331.86.21

© A.I. Fomin, 2019

A.I. Fomin

Doctor of Engineering Sciences

Leading Researcher

JSC «NC VostNII», Kemerovo

e-mail: main@nc-vostnii.ru

YAREGSKOE HIGH-VISCOSITY OIL FIELD DEVELOPMENT CHARACTERISTICS

The article presents the characteristics of high-viscosity oil recovery at the Yaregskaya field and describes various oil recovery methods. Geological-and-physical characteristics of the producing reservoir are considered. The reservoir recovery rate during the thermal mining of high-viscosity oil recovery is given. Two-level mining system for thermal mining of high-viscosity oil recovery in oil mines of the Yaregskaya field, which can be a good example for the development of other high-viscosity oil fields in Russia. The impact of harmful occupational factors that can cause occupational diseases among underground workers is noted.

Keywords: the KOMI REPUBLIC, YAREGSKOE HIGH-VISCOSITY OIL FIELD, OIL MINE, THERMAL MINING OF OIL RECOVERY, LABOR CONDITIONS, OCCUPATIONAL DISEASE.

REFERENCES

1. Milyutin A.G. Geology. Moscow. Izdatelstvo Yurayt Publ. 2016. 543 p. (In Russ.).
2. Koronovskiy N.V., Asamanov N.A. Geology. Moscow. Akademiya Publ. 2011. 448 p. (In Russ.).
3. Zakharov V.D. Kozulin A.N. Oil and gas in Komi USSR. Collection of documents and materials. Syktyvkar. Komi knizhnoe izdatelstvo. 1979. 144 p. (In Russ.).
4. Safety Rules in the Coal Mines: Federal Norms and Regulations in the Field of Industrial Safety. Order of Federal Service for Environmental, Technological, and Nuclear Supervision № 550 of November 19, 2013. Available at: «Tekhexpert» system. (In Russ.).
5. Fomin A.I. Occupational safety and hazard administration at mining enterprises: Textbook. Kemerovo. KuzGTU. 2018. 262 p. (In Russ.).