

УДК 622.276

И.В. Герасимов, заместитель директора по нефтетитановому производству, **Ю.П. Коноплев**, д.г.-м.н., заведующий отделом проектирования и мониторинга разработки Ярегского нефтяного месторождения, филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПечорНИПИнефть»; **В.Э. Гуляев**, начальник НШУ Яреганефть, ТПП «ЛУКОЙЛ-Ухтанефтегаз»

КОМПЛЕКСНОЕ РАЗВИТИЕ ЯРЕГСКОГО НЕФТЕТИТАНОВОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Ярегское месторождение высоковязкой нефти расположено в Республике Коми и залегает на глубине 165–200 м. Вязкость нефти достигает 16 тыс. μ , Па.с, начальный газовый фактор – 10–13 м³/т, начальное пластовое давление – 1,3 МПа.

Разработка месторождения началась в 1932 г. В 1932–1943 гг. проводились опытные работы по добыче нефти через поверхностные скважины без воздействия на пласт. Коэффициент извлечения нефти (КИН) при данном способе составил всего 0,017.

В связи с низким КИН было решено испытать шахтный способ добычи нефти на естественном режиме истощения пластовой энергии (в основном режим растворенного газа). При шахтной разработке добыча нефти осуществляется с помощью подземных скважин, пробуренных из горных выработок, пройденных вблизи продуктивного пласта или в пласте. За счет этого снимается противодавление на нефтяной пласт со стороны столба жидкости в добывающих скважинах. КИН увеличился в три раза, но все равно оставался низким и по отработанным площадям не превышал 0,04–0,06, что определяется высокой вязкостью нефти.

В 1968 г. начались опытные работы по испытанию термического воздействия на пласт при шахтной разработке – термошахтный способ. После получения положительных результатов с 1972 г. этот способ добычи нефти – впервые в мире – применяется на Ярегском месторождении в промышленном масштабе. По отработанным площадям КИН достиг 0,54 при паронефтяном отношении 2,68 т/т. По отдельным участкам (блокам) КИН превысил 0,7.

Основой термошахтного способа является снижение вязкости и повышение подвижности нефти за счет разогрева пласта с помощью закачки теплоносителя. В качестве теплоносителя используется насыщенный водяной пар. Максимально возможные параметры закачиваемого пара при термошахтной разработке определяются температурой начала дистилляции нефти в пласте. Дистилляция нефти в пласте при шахтной разработке недопустима, так как нефтяные газы могут попасть в горные выработки и создать взрывоопасную ситуацию. Дистилляция нефти Ярегского месторождения начинается при температурах свыше 200 °С, что для насыщенного пара соответствует давлению 1,6 МПа. Это является предельным давлением закачиваемого пара.

За сорокалетний период было испытано несколько систем термошахтной разработки, отличающихся расположением нагнетательных и добывающих скважин. В настоящее время эксплуатируются три системы термошахтной разработки: двухгоризонтная, одногоризонтная и подземно-поверхностная.

При двухгоризонтной системе (рис. 1) создаются две системы горных выработок. Одна из них расположена над продуктивным пластом и состоит из системы полевых штрэков, имеющих площадное расположение. В полевых штрэках сооружаются буровые камеры, из которых бурятся кусты нагнетательных скважин.

Вторая расположена в нижней части продуктивного пласта или под ним, добывающая галерея, из которой бурятся пологовосстающие добывающие скважины. Двухгоризонтная система обеспечивает наиболее равномерный охват пласта процессом теплового воздействия, но требует большого объема проходки горных выработок, 240 м/га, что определяет время подготовки блока к эксплуатации 5–6 лет. Кроме того, сложная система проветривания горных выработок и сложная система подземных паропроводов привели к отказу от ее дальнейшего распространения.

При одногоризонтной системе (рис. 2) пологовосстающие нагнетательные и добывающие скважины бурятся из одной галереи, сооруженной в подошве пласта или ниже него. Горные выработки над пластом для нагнетательных скважин не делаются.

Достоинством одногоризонтной системы является снижение проходки горных выработок, которые составляют 92 м/га при кольцевых добывающих галереях, а при панельных галереях – 57 м/га. Время строительства блока составляет 1,5–2 года. Недостатком одногоризонтной системы является неравномерный прогрев пласта по площади. Подземные скважины обсаживаются только на устье на глубину 8–50 м обычными колоннами, что обуславливает прогрев области пласта вблизи добывающей галереи и ведет к нарушению теплового

режима в галерее. Из-за этого темпы закачки пара невысокие, что приводит к длительному сроку разработки блока. Для устранения этого недостатка специалисты «ПечорНИПнефть» и Ухтинского государственного технического университета (УГТУ) предложили обсаживать устья подземных скважин термоизолированными колоннами на глубину 50–100 м. Это снизит тепловую нагрузку на пригалерейную область пласта и позволит поднять темпы закачки и пара и его параметры. В настоящее время ведутся работы по обустройству блока по этой системе.

Принципиальным отличием подземно-поверхностной системы (рис. 3) от других систем является закачка пара в пласт через нагнетательные скважины, пробуренные с поверхности. В зону забоя поверхностной нагнетательной скважины бурится специальная подземная парораспределительная скважина, которая вместе с поверхностной образует единую систему нагнетания пара. Вся система пароснабжения выносится на поверхность, что позволяет закачивать пар предельно допустимых параметров. Закачка пара ведется на границу блока, что значительно сокращает тепловыделения в горные выработки. Высокое давление и парораспределительная скважина обеспечивают высокие темпы закачки пара и прогрева пласта. Проходка горных выработок составляет 92 м/га при кольцевых добывающих галереях, а при панельных – 57 м/га. Недостатком подземно-поверхностной системы является необходимость бурения поверхностных скважин, что не всегда возможно из-за условий на поверхности земли (населенные пункты, водоемы, промышленные предприятия, охраняемые зоны и т.д.).

Для оценки эффективности разработки проведен анализ технологических показателей разработки за первые 12 лет эксплуатации блоков по каждой системе.

В таблице 1 и на рисунке 4 приведены средние по системам разработки показатели по динамике изменения коэффициента извлечения нефти. Так как площади блоков в 1939–1972 гг. обрабатывались шахтным способом на естественном режиме истощения пластовой энергии, то достигнутый КИН на естественном режиме приведен в нуле-

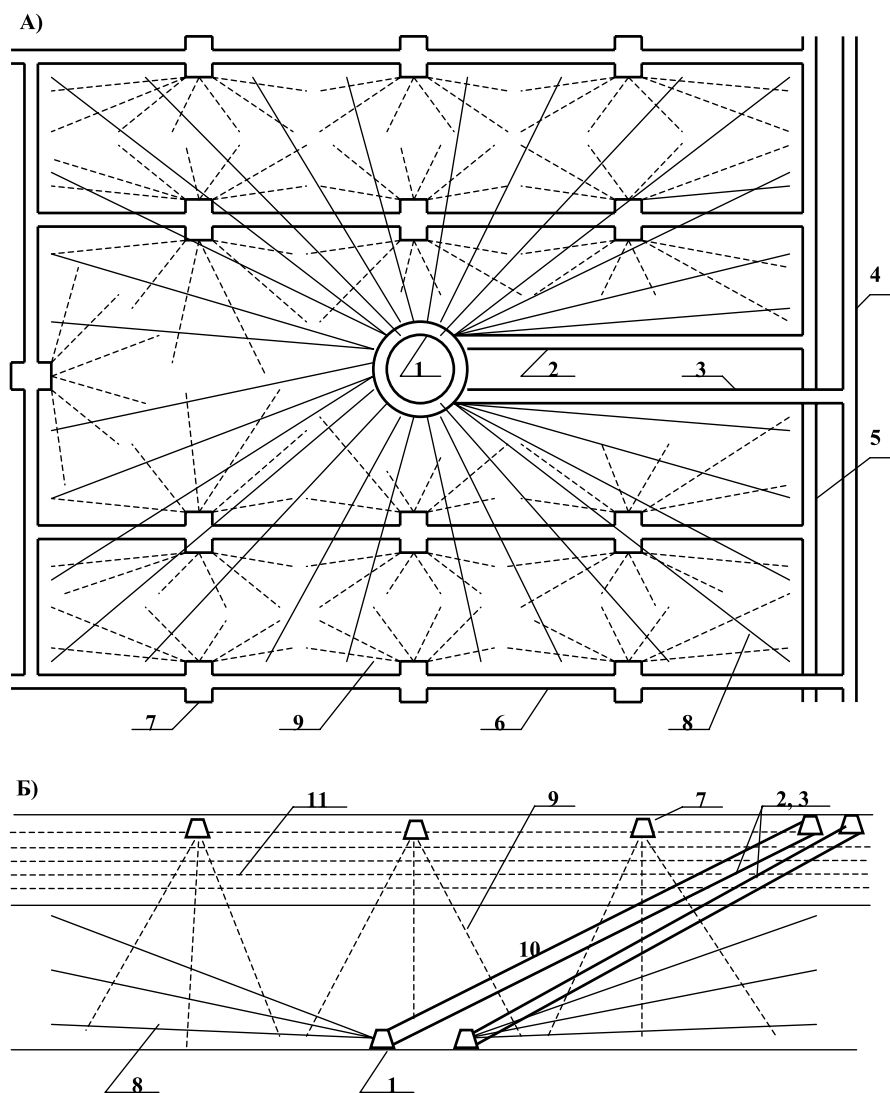


Рис. 1. Принципиальная схема двухгоризонтной системы: А) план, Б) разрез.
 1 – галерея, 2 – ходок, 3 – уклон, 4 – вентиляционный штрек, 5 – откаточный штрек, 6 – полевой штрек, 7 – буровая камера, 8 – добывающая скважина, 9 – нагнетательная скважина, 10 – нефтяной пласт, 11 – надпластовые породы (туффит)

вому году. Блоки в разработку вводятся в течение 1–3 лет, поэтому при определении средних темпов отбора нефти по термошахтной технологии брались за период 11 лет, а не 12. Темпы отбора нефти по подземно-поверхностной системе превышают в 1,7 раза по двухгоризонтной системе и в 2,3 раза – по одногоризонтной системе.

В таблице 2 и на рисунке 5 приведена динамика изменения накопленного паронефтяного отношения. Накопленное паронефтяное отношение по подземно-поверхностной системе близко к двухгоризонтной 2,82 и 2,68 т/т соответственно и в 1,4 раза превышает по одногоризонтной системе.

При подземно-поверхностной системе в начальный период разработки пар закачивается максимальными темпами. Это приводит к быстрому разогреву пласта и

высоким темпам извлечения нефти. При двухгоризонтной и одногоризонтной системах темпы закачки пара существенно ниже, что объясняется необходимостью сохранения теплового режима в горных выработках. Наиболее низкие темпы – при одногоризонтной системе.

Средний КИН = 0,54 по подземно-поверхностной системе достигается за 8–10 лет, по двухгоризонтной – за 15–17 лет разработки, по одногоризонтной системе максимальный КИН = 0,482 достигнут за 22 года.

Увеличение срока разработки блоков ведет к увеличению эксплуатационных расходов, поэтому как с технологической, так и экономической точки зрения подземно-поверхностная система более предпочтительна для термошахтной разработки Ярегского месторождения.

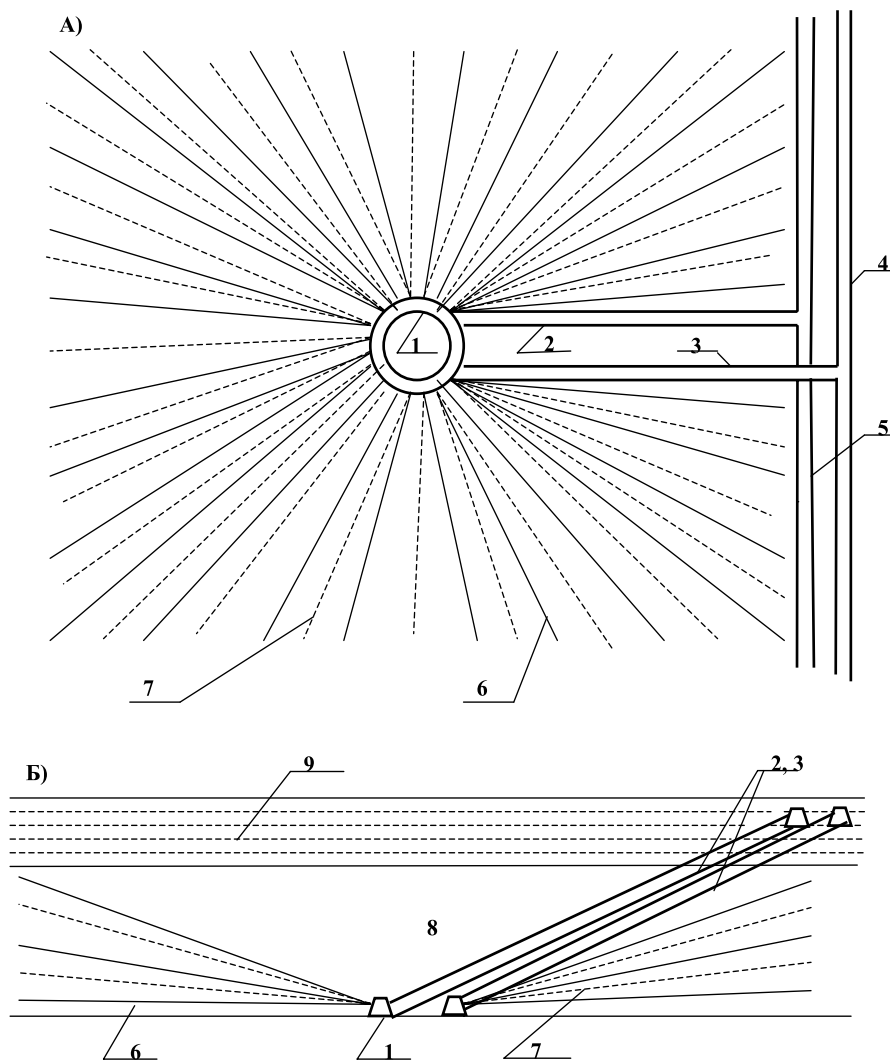


Рис. 2. Принципиальная схема одногоризонтной системы: А) план, Б) разрез.
 1 – галерея; 2, 3 – ходок, уклон к галерее с верхних выработок; 4, 5 – вентиляционный и откаточный штреки; 6, 7 – добывающая и нагнетательная скважины с галереи; 8 – нефтяной пласт; 9 – надпластовые породы (туффит)

ОСНОВНЫМИ НАПРАВЛЕНИЯМИ ДАЛЬНЕЙШЕГО СОВЕРШЕНСТВОВАНИЯ ТЕРМОШАХТНОЙ РАЗРАБОТКИ ЯВЛЯЮТСЯ:

- увеличение протяженности подземных скважин с 300 до 1000 м;
- проходка горных выработок механизированным способом;
- автоматизация технологических процессов по термошахтной добыче нефти;
- переход с подземной на поверхностную подготовку нефти;
- строительство новых шахт с минимальной проходкой горных выработок.

Бурение подземных скважин в настоящее время производится подземным буровым станком ПБС-2Т, который был разработан еще в 1955 г. Максимальную протяженность подземных скважин, которые может бурить ПБС-2Т, составляет

300 м, при этом бурение осуществляется без контроля траектории скважины. В сентябре 2011 г. начались опытные работы по испытанию подземного бурового станка, способного осуществлять направленное бурение подземных скважин протяженностью до 800 м. К началу октября 2011 г пробурена первая подземная скважина протяженностью 801 м. Увеличение протяженности подземных скважин позволяет вовлекать в разработку большие площади месторождения, при этом проходка горных выработок сокращается до 30 м/га, или в восемь раз по сравнению с основной пока двухгоризонтной системой. Проходка горных выработок на нефтешахтах Ярегского месторождения ведется буровзрывным способом со средней скоростью 200 м/забой в год. Применение горнопроходческих ком-

байнов позволит увеличить скорость проходки до 1000 м/забой в год, чтократно ускорит ввод площадей в разработку. В сентябре 2011 г. начались опытные работы по испытанию горнопроходческого комбайна ПК-21 на Ярегских нефтешахтах. Темп проходки горных выработок, несмотря на опытный характер работ, увеличился в 3–4 раза.

Одним из главных направлений повышения коэффициента извлечения нефти является автоматизация технологических процессов термошахтной добычи нефти. При существующих системах термошахтной разработки управление добычей нефти осуществляется в ручном режиме, что требует присутствия обслуживающего персонала в горных выработках. Это накладывает жесткие ограничения на состояние рудничной атмосферы. При подземно-поверхностной системе закачка пара ведется через скважины, пробуренные с поверхности. По поверхностным скважинам требуется обеспечить контроль за расходом пара и его параметрами. Так как устья скважин расположены на поверхности, то оборудование их замерными устройствами не требует повышенных требований, необходимых для шахтных условий. Подземные скважины оборудуются датчиками температуры, основанными на оптоволоконных системах, и поплавковыми клапанами, которые предотвращают прямой прорыв пара в горные выработки. Поплавковые клапаны в настоящее время проходят промышленные испытания. Оборудование подземных скважин не требует обслуживания, поэтому добывающие горные выработки могут быть переведены на закрытый режим эксплуатации. Это снимает ограничения на температурный режим в горных выработках. Следует заметить, что с вентиляционной струей уносится до 10–15% закаченного тепла в пласт. Уменьшение этих потерь ведет к повышению температуры пласта и повышению КИН. Расчеты показывают, что за счет снижения тепловых потерь возможно увеличения КИН до 0,7 при тех же объемах закачки пара. Управление термошахтной добычей нефти может осуществляться как в ручном режиме, с пульта диспетчера, так и в автоматическом режиме по специально разработанной программе.

В 2011 г. проводятся опытные работы по автоматическому замеру расхода пара по нагнетательным скважинам. В настоящее время подготовка нефти ведется в шахтных условиях на центральных нефтеперекачивающих станциях (ЦНПС), куда она доставляется по подземным трубопроводам. Для откачки нефти из добывающих блоков на ЦНПС в добывающих блоках расположены насосные установки. Существующие на нефтешахтах ЦНПС способны обеспечить подготовку нефти не более 725 тыс. т. При увеличении добычи нефти требуется увеличение мощности ЦНПС, что приведет к большим горнопроходческим работам. В связи с этим решено на поверхности построить установку подготовки нефти УПН, а жидкость откачивать из зумфлов шахтных блоков через поверхностные скважины, оборудованные погружными насосами. От скважин добываемая жидкость будет транспортироваться по трубопроводам до УПН. В 2010–2011 гг. проведены опытные работы по откачке жидкости из зумфлов шахтных блоков. В «ПечорНИПИнефть» выполняются проектные работы на строительство УПН, которое

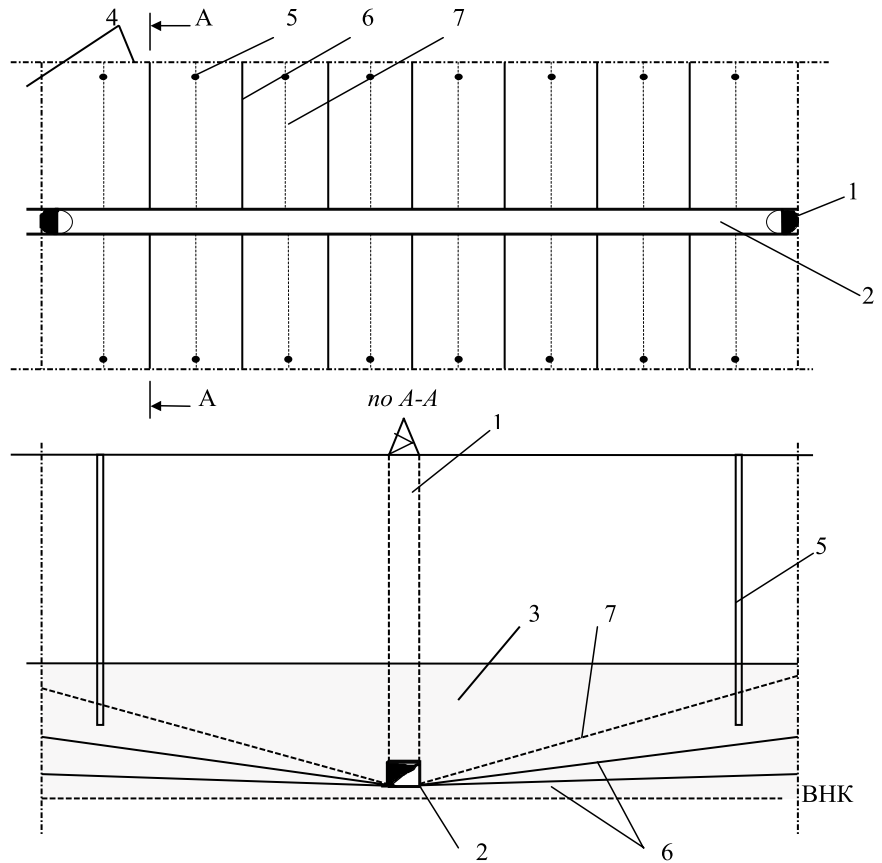


Рис. 3. Принципиальная схема подземно-поверхностной системы:
 1 – шахтный ствол, 2 – галерея, 3 – нефтяной пласт, 4 – граница участка, 5 – поверхностная нагнетательная скважина, 6 – подземная нагнетательная скважина, 7 – подземная парораспределительная скважина

ИНЖИНИРИНГ ОТ ИДЕИ ДО ВОПЛОЩЕНИЯ



Комплексное оснащение сливо/наливных эстакад с учетом актуальных мировых тенденций



Системы слива/налива морских и речных танкеров

Уважаемые ЛУКОЙЛОВЦЫ!

Примите заверения в искренности нашей дружбы и наилучшие пожелания в день 20-летнего юбилея. Выражаем искреннюю благодарность за плодотворное сотрудничество и надеемся на дальнейшее развитие добрых взаимоотношений!

Генеральный директор ООО «АрмсСервис» И.В. Чернышев



142700, МО, г. Видное, ул. Березовая, д. 5, оф. 21
 Тел.: +7 (495) 971-98-61; Моб.: +7 (963) 644-63-14
 E-mail: Chernyshev@armservice.ru
 www.armservice.ru



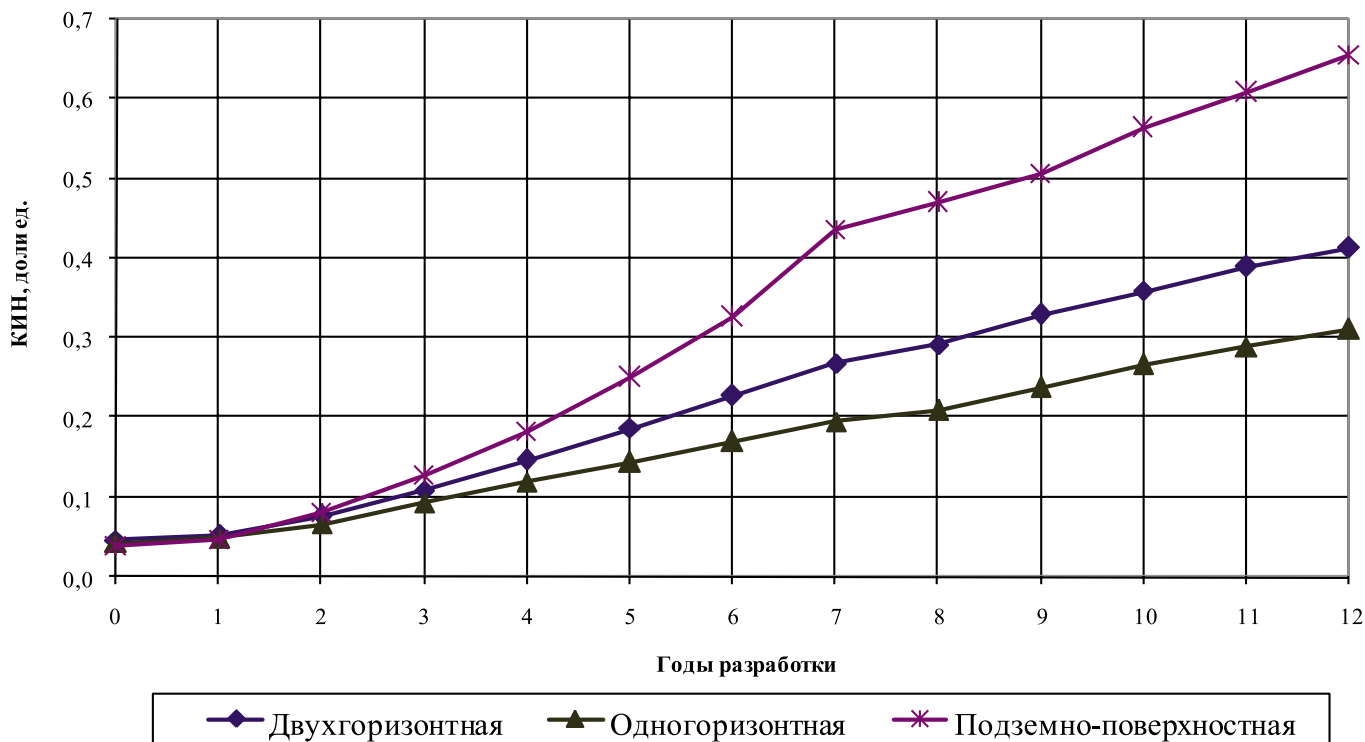


Рис. 4. КИН по системам термощахтной разработки

будет осуществляться в 2012–2013 гг. Серьезной проблемой для термощахтной разработки является обеспечение водой для производства пара. В 2010–2011 гг. ведется проработка оборотного водоснабжения котельных агрегатов. Попутно добываемая вода будет готовиться до котлового качества на водоподготовительных установках (ВПУ) и далее использоваться для производства пара. Обратное водоснабжение снизит потребление воды из поверхностных источников и уменьшит объемы утили-

зации на полигоне захоронения шахтных вод. Эксплуатируемые три нефтяные шахты построены в 1939–1949 гг. Первоначально они были приспособлены для шахтной добычи нефти на естественном режиме. Переход на термощахтную добычу нефти, а также внедрение подземно-поверхностной системы показал избыточность горных выработок для реализации добычи нефти. На трех нефтяных шахтах в 2010 г. в обслуживании находилось 119 км горных выработок, при

этом площадь в разработке составляет всего 436 га, или 273 м/га. В «ПечорНИПИнефть» разработана принципиальная схема новой шахты с минимальным количеством горных выработок. Для вскрытия 700 га площади месторождения с протяженностью подземных скважин 800–1000 м потребуется пройти всего 5 км горных выработок, или 7 м/га, что в 40 раз меньше, чем при существующих шахтах. Строительство таких шахт позволиткратно снизить затраты на обустройство площадей и эксплуатацию шахт.

Таблица 1. Коэффициент извлечения нефти за первые 12 лет по системам термощахтной разработки

Наименование системы разработки	Годы разработки													Средний темп отбора нефти от запасов, д.ед.	
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	геологических	извлекаемых
Двухгоризонтная	0,046	0,053	0,076	0,110	0,147	0,186	0,228	0,268	0,292	0,330	0,359	0,390	0,413	0,033	0,074
Одногоризонтная	0,043	0,049	0,066	0,093	0,120	0,144	0,170	0,195	0,210	0,238	0,267	0,289	0,311	0,024	0,054
Подземно-поверхн.	0,039	0,047	0,080	0,127	0,182	0,251	0,327	0,436	0,471	0,506	0,564	0,609	0,654	0,056	0,124

Таблица 2. Накопленное паронефтяное отношение за первые 12 лет по системам термощахтной разработки

Наименование системы разработки	Годы разработки											
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Двухгоризонтная	3,01	2,84	2,70	2,67	2,66	2,65	2,66	2,66	2,68	2,68	2,68	2,69
Одногоризонтная	1,93	1,92	1,58	1,44	1,44	1,45	1,53	1,75	1,88	1,94	1,98	2,03
Подземно-поверхностная	6,58	4,18	3,54	3,23	3,02	2,90	2,82	2,79	2,78	2,82	2,82	2,82

На Лыаельской площади Ярегского месторождения, ранее не затронутой шахтной разработкой, планируется испытать технологию термогравитационного дренирования пласта (ТГДП, или в иностранной транскрипции – SAGD). Сущность данной технологии заключается в разбурировании месторождения парами горизонтальных скважин в одной вертикальной плоскости, из которых верхняя скважина является паронагнетательной, а нижняя – добывающей. Данная технология идет от одногоризонтной системы термошахтной разработки. В 1977 г. на Ярегу для изучения опыта приезжали канадские специалисты. На основании термошахтной разработки Яреги в штате Альберта на месторождении Атабаска была построена нефтяная шахта, где была применена одногоризонтная система. В дальнейшем на новых площадях с поверхности были пробурены пары горизонтальных скважин, которые реализовывали технологию одногоризонтной системы добычи нефти.

Для проведения опытно-промышленных работ на Лыаельской площади по испы-

танию технологии ТГДП в «ПечорНИПИ-нефть» разработаны технологическая схема и проект обустройства опытного участка (ОПУ-5). В 2010 г. на ОПУ-5 началось бурение горизонтальных скважин протяженностью 1000 м. Окончание обустройства ОПУ-5 планируется на середину 2012 г., после чего начнутся опытные работы. Проведенные расчеты показывают, что нефтеотдача по технологии ТГДП может достичь 60%. Ярегское месторождение является уникальным не только по запасам и технологиям добычи нефти, но и по запасам титана. Более половины разведанных запасов титана России находится на Яреге. Титановая залежь находится ниже основных запасов нефти, в Афонинском горизонте. В настоящее время разработаны проекты вскрытия опытного участка для добычи титановой руды и опытно-промышленного производства (ОПП) титанового коагулянта. Титановый коагулянт используется для подготовки воды питьевого качества. Проведенные исследования показывают его преимущество по отношению к алюминиевому коагулянту, который

используется для подготовки воды в настоящее время. Окончание строительства опытного участка для добычи титановой руды и ОПП титанового коагулянта планируется в 2013 г.

ВЫВОДЫ

1. Уровень добычи нефти на Ярегском месторождении планируется довести до 3,5 млн т.
2. В качестве основной для термошахтной разработки Ярегского месторождения предлагается подземно-поверхностная система.
3. Совершенствование систем термошахтной разработки позволит существенно снизить затраты на добычу нефти и повысить комфортность условий труда шахтеров-нефтяников.
4. Опытные работы по поверхностной добычи нефти позволят сравнить эффективности термошахтной и поверхностных технологий, что послужит основой для дальнейшей разработки Ярегского месторождения на нефть.
5. Реализация титанового проекта позволит комплексно разрабатывать Ярегское месторождение на два вида полезных ископаемых – нефть и титан.



АРМ ГАРАНТ



Электроприводы ЭВИМТА для задвижек Ду 50 - 1200 мм

Пневмоприводы ПСДС для шаровых кранов Ду 300 - 1000 мм

Монтажные, пусконаладочные, ремонтные работы
на объектах нефтегазового комплекса

450059, г. Уфа, ул. Р. Зорге, 19/5

тел./факс: (347) 223-74-15, 223-74-17

e-mail: armgarant@ufamail.ru

www.armgarant.ru