УДК 622.276.55

Ю.П. Коноплев
д-р техн. наук
ООО «ДГСистемы»[1]
главный специалист по термошахтной разработке
konoplev@dgsystem.ru

А.Г. Демченко
ООО «ДГСистемы»[1]
генеральный директор
agdem@dgsystem.ru

А.А. Демченко
канд. экон. наук
ООО «ДГСистемы»[1]
заместитель генерального директора – директор по производству
aademc@dgsystem.ru

Нефтяная шахта – технология, позволяющая обеспечить половину добычи нефти в XXI в. на открытых и отработанных месторождениях России

[1]Россия, 119333, Москва, ул. Губкина, 3.

На Ярегском месторождении высоковязкой нефти ведется термошахтная разработка скважинами, пробуренными под землей из горных выработок. Стоимость подземной, практически горизонтальной, скважины в десятки раз меньше, чем стоимость поверхностной скважины, и эти скважины работают на самоизлив. Поэтому плотность сетки подземных скважин более чем порядок выше, чем скважин с поверхности, и работают они на фонтанном (самоизлив) режиме за счет гравитационной энергии. Затраты на обустройство месторождения под шахтную и термошахтную добычу нефти в два – три раза ниже, чем для поверхностной разработки, а темпы добычи нефти во столько же раз выше. По шахтной и термошахтной технологиям возможно повторно разрабатывать отработанные месторождения, а также месторождения с трудноизвлекаемыми запасами. При этом реально достигнуть КИН > 0,6 при невысокой себестоимости нефти

Ключевые слова: месторождения нефти; шахтная разработка; термошахтная разработка; Ярегское месторождение высоковязкой нефти; нефтяная шахта; коэффициент извлечения нефти; себестоимость

По разным оценкам доказанных разведанных запасов нефти при добыче 500 млн т в год хватит на 28 лет (С. Донской, 2016), на срок более 50 лет (министр энергетики РФ А. Новак, 2017) [1].

А.И. Тимурзиев [1] показывает, что этот срок может быть в вдвое-втрое меньше, если не заниматься серьезно воспроизводством минерально-сырьевой базы страны и не переходить на поиск и разработку глубинной нефти, которая образовалась неорганическим способом.

Сложно не согласиться с необходимостью серьезно заниматься воспроизводством МСБ и поиском новых источников УВС (глубинная нефть), но следует учитывать, что поиск глубинной нефти и разработка новых технологией по ее добыче займут не менее 10–15 лет. Следовательно, значительного увеличения добычи нефти к 2035 г. глубинная нефть не даст.

В то же время, согласно проекту Энергетической стратегии на период до 2035 г., добыча нефти и газового конденсата должна составлять 550–560 млн т. Действующие нефтяные месторождения при существующих технологиях вряд ли способны поддержать необходимый уровень добычи нефти, а те, которые будут открыты, требуют большого времени на проведение опытных работ, проектирование, обустройство и вывод на проектную мощность – до 10 лет, если эти работы выполнять с высокой интенсивностью.

Разработанные и разрабатываемые в настоящее время поверхностные технологии добычи нефти не дают кардинального увеличения темпа отбора нефти и КИН.

Непонятно почему шахтная и термошахтная разработка нефтяных месторождений обходится стороной нефтяниками. По подземным технологиям достигается КИН > 0,6, а темпы отбора, например по блокам Ярегского месторождения высоковязкой нефти (вязкость 12 000–16 000 мПа·с) позволяют достичь КИН = 0,6 за 11–12 лет разработки. При этом затраты на обустройство и эксплуатацию месторождения в 2–3 раза ниже, чем, например, по технологии *SAGD*. Себестоимость термошахтной добычи нефти на Яреге становится сопоставимой с себестоимостью добычи легкой нефти.

Нефтяная шахта

Шахтная разработка в основном применяется для добычи твердых полезных ископаемых (уголь, руда). При очистной выемке происходит разрушение продуктивного пласта с помощью буровзрывного или механизированного (горнопроходческие комбайны) способов, и раздробленная руда выдается на поверхность – т.е. весь продуктивный пласт поднимается на поверхность – миллионы тонн руды вместе с непродуктивными породами. Для предотвращения неуправляемого обрушения горных выработок производится закладка выработанного пространства или осаждение кровли.

В продуктивном пласте выполняется огромный объем горных работ по извлечению руды и выдачи ее на поверхность. Для выдачи руды на поверхность внизу около шахтных стволов сооружаются рудные дворы, в которых расположены горные выработки по обеспечению работы шахты (трансформаторные подстанции, электровозное и пожарное депо, разминовки подвижного состава, погрузочно-разгрузочные механизмы и т.д.). На поверхности для принятия руды строятся эстакады по погрузке руды в железнодорожные составы или автотранспорт, с помощью которых руда доставляется на фабрики обогащения и затем транспортируется на заводы для переработки. При этом появляются огромные объемы отходов (хвостов), которые требуется складировать и обеспечить их безопасное хранения с точки зрения экологии.

На нефтяных шахтах добывается жидкое полезное ископаемое с помощью подземных скважин, пробуренных из горных выработок. Выдача добываемой жидкости на поверхность производится с помощью насосного оборудования. Из продуктивного пласта извлекается жидкая составляющая, при этом сам пласт остается на месте. Объемы горных работ на нефтяных шахтах в десятки и сотни раз меньше, чем на рудных шахтах.

На поверхности добываемая жидкость транспортируется по трубопроводам до пунктов подготовки и сдачи нефти (ППСН) – отпадает необходимость в железнодорожном и автомобильном транспорте для доставки полезного ископаемого на обогащение и на переработку. Объемы складирования отходов (хвостов) на нефтяных шахтах в десятки и сотни раз меньше, чем на рудных.

Очевидно, что стоимость строительства нефтяной шахты кратно (и даже на порядок) ниже, чем строительство рудной шахты.

Принципиальная схема нефтяной шахты представлена на ***рис. 1***. На нефтяной шахте, как и на других, строятся не менее двух стволов: подъемный и вентиляционный, которые обеспечивают проветривание шахты и доставку людей и грузов в шахту.

В районе забоев шахтных стволов строятся горные выработки рудного двора (иногда их называют околоствольными дворами). В рудном дворе располагается трансформаторная подстанция, пожарное и электровозное депо,

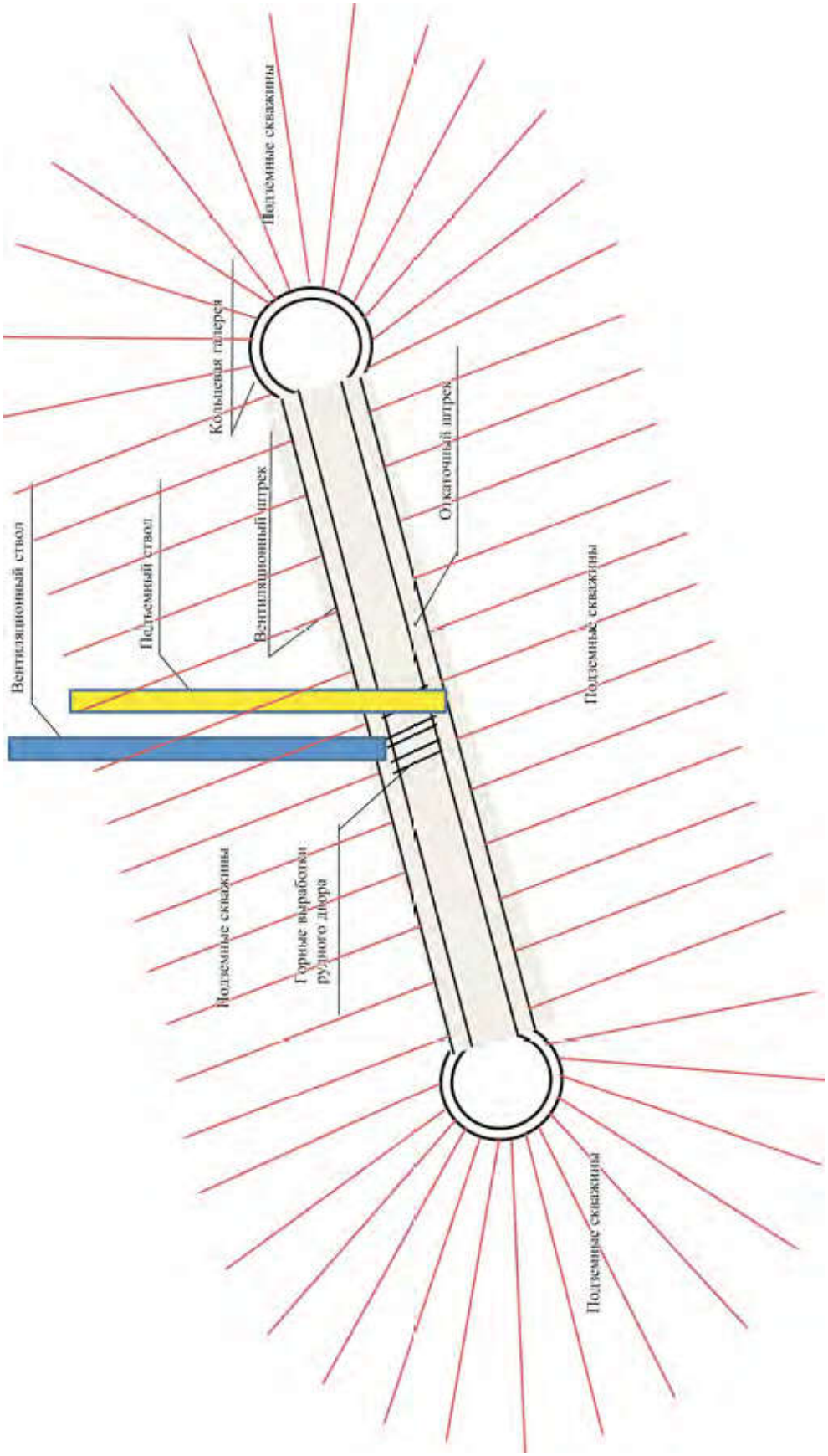

Рис. 1.
Принципиальная схема горных выработок и подземных скважин нефтяной шахты

Рис. 2. *Схема проходки горных выработок на НШ-1 при ее разработке: а) миншахтой – подземные скважины 1000 м, б) фактическая – подземные скважины 300–800 м*

Параметры	НШ-1 Протяженность подземных скважин 300 - 800 м	Минишахта. Протяженность подземных скважин 1000 м
Площадь, га	644,1	714
Термошахтная технология		
Проходка горных выработок, м	100305	5000
Удельная проходка, м/га	155,7	7
Стволы, шт	3	2
Срок разработки	1972 – 2040 гг., 68 лет	25 лет

Таблица 1.
Сравнение фактической проходки горных выработок на НШ-1 и возможная при новых технологиях

склад взрывчатых веществ, разминовки для подвижного состава, насосные центрального водоотлива.

От стволов проходят горные выработки для вскрытия нефтяного пласта. Из горных выработок нефтяной пласт вскрывается плотной сеткой подземных, практически горизонтальных, скважин. Плотность сетки подземных скважин в десятки раз выше, чем поверхностных горизонтальных скважин. Это определяется тем, что стоимость строительства подземных скважин в десятки раз ниже, чем аналогичных горизонтальных скважин с поверхности. Высокая плотность подземных скважин обеспечивает высокую поверхность системы воздействия и дренирования пласта, за счет чего достигаются высокие темпы отбора нефти н КИН.

До сих пор во всех документах приводится плотность сетки скважин, которая определяется количеством гектар на скважину. Это верно для вертикальных скважин, но никак не отражает работу горизонтальных скважин. Более правильно ввести показатель – «поверхность воздействия на единицу пласта». Горизонтальное продолжение в пласте горизонтальной скважины может быть и 100 м, а может быть – 1000 и более метров. Этим и будет определяться воздействие на пласт.

Наиболее затратным по времени и стоимости является проходка горных выработок для вскрытия пласта. Ранее удельная проходка горных выработок на Ярегском месторождении составляла 240 м/га при протяженности подземных скважин 300 м [2]. Переход на новую, подземно-поверхностную систему термошахтной разработки и увеличение протяженности подземных скважин до 800 и более метров позволили сократить проходку горных выработок до 28 м/га, в перспективе планируется дальнейшее ее сокращение. Для примера приводится возможный объем проходки горных выработок на нефтешахте № 1 Ярегского месторождения, который имеется в настоящее время и который мог бы быть при современной технике и технологии (***рис. 2***). Из ***табл. 1*** видно, что проходку горных выработок при применении новых технологий можно сократить более чем в 20 раз.

Площадь месторождения, вводимая в разработку одной шахтой, определяется возможностями системы вентиляции (расстояние от стволов до 5000 м) и протяженностью подземных скважин. В настоящее время подземные буровые станки способны бурить подземные скважины протяженностью до 2000 м (месторождение Фридония, США). При указанных параметрах протяженность горных выработок составит 20 000 м (откаточные штреки – 10 000 м и вентиляционные – 10 000 м), разрабатываемая площадь составит 52 560 тыс. м^2 или 5256 га. Удельная проходка горных выработок при этом – всего 3,8 м/га.

Технология шахтной и термошахтной разработки позволяет начинать бурение подземных скважин и добычу нефти, не дожидаясь проходки всего объема горных выработок – таким образом, проходка горных выработок перестает быть сдерживающим фактором для начала добычи нефти.

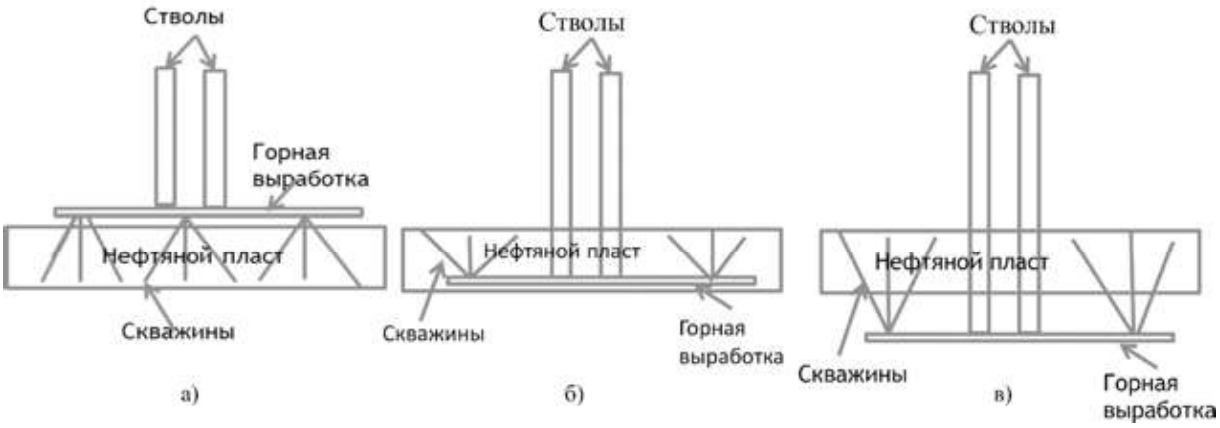

Рис. 3.
Расположение горных выработок: а) над пластом, б) в пласте, в) под пластом

Расположение горных выработок относительно нефтяного пласта

В зависимости от горно-геологических условий горные выработки, из которых бурятся подземные скважины, могут располагаться над пластом, в пласте или ниже пласта (***рис. 3***).

Размещение горных выработок выше кровли пласта. Если нефтяной пласт подстилается водоносным горизонтом (водоплавающая залежь), и газовый фактор – высокий, рекомендуется проходить горные выработки выше кровли в покрышке пласта. Покрышка пласта должна обеспечивать газоизоляцию горных выработок.

Такое размещение горных выработок применялось на Ярегском месторождении в 1939–1972 гг. Горные выработки проходили на 10–20 м выше пласта. Газовый фактор составлял 13–15 м^3/т. В тот период опасались входить в пласт из-за опасности возможного взрыва газа. Но в 1960-х гг. часть выработок подсекли нефтяной пласт, стало видно, что с газовым фактором 13–15 м^3/т шахтная вентиляция справляется, и горные выработки начали проходить непосредственно в пласте.

При шахтной разработке месторождений легкой нефти с высоким газовым фактором и наличием водоносного горизонта предлагается располагать горные выработки в покрышке кровли пласта.

Размещение горных выработок в нефтяном пласте. Если нефтяной пласт подстилается водоносным горизонтом, и газовый фактор – ниже 13–15 м^3/т, рекомендуется проходить горные выработки непосредственно в пласте.

Такое размещение горных выработок (добывающих галерей) применяется на Ярегском месторождении с 1968 г. при термошахтной технологии. Добывающие галереи располагают на 2–3 м выше водонефтяного контакта (ВНК). Из них пласт разбуривается подземными скважинами.

Проходить добывающие галереи в водоносном горизонте нельзя из-за возможного затопления подошвенной водой.

Размещение горных выработок ниже подошвы пласта. Если у нефтяного пласта нет ВНК, рекомендуется проходить горные выработки ниже подошвы пласта.

Такое размещение горных выработок применялось на нефтяных шахтах месторождений битума Атабаска (Канада) и легкой нефти Фридония (штат Канзас, США).

Нижнее расположение горных выработок, из которых бурятся подземные скважины, наиболее предпочтительное, т.к. наиболее полно используется гравитационная энергия. Но и при других расположениях горных выработок противодавление со стороны столба жидкости в подземных скважинах на пласт незначительное – 0,01–0,02 МПа. Поэтому подземные скважины работают на самоизливе или фонтанируют.

Подземный сбор и транспорт нефти

При малых газовых факторах жидкость из скважин поступает в водоотливные канавки и по ним транспортируется до зумпфов, где собирается и откачивается на поверхность через откачные скважины оборудованных насосами. Такой способ применяется на нефтешахтах Яреги и применялся на нефтешахте Атабаски.

При высоких газовых факторах жидкость из подземных скважин поступает в нефтесборный коллектор (трубопровод), который соединен с откачивающими скважинами. Такой способ применяется на месторождении легкой нефти Фридония.

Некоторые стоимостные показатели

Стоимость строительства нефтяной шахты относительно невысокая. Например, затраты на строительство нефтяной шахты глубиной 200 м (по-

Наименование блока	Количество лет для достижения КИН = 0,6	Общее время разработки блока	Достигнутый КИН	Максимальные темпы отбора нефти (утвержденный КИН = 0,503)		Состояние разработки
				от геологических запасов	от извлекаемых запасов	
	годы	годы	доли ед.	%	%	
Юг–2бис	9,0	13,4	0,690	8,0	15,9	завершен
345–север панель 2	13,7	14,5	0,610	7,7	15,3	в разработке
1Т–2	9,8	11,5	0,672	9,6	19,1	завершен
1Т–1	11,6	16,3	0,690	9,2	18,3	в разработке
4Т–4	11,0	12,1	0,639	6,5	12,9	в разработке
В среднем	**11,0**	**13,6**	**0,660**	**8,2**	**16,3**	

Таблица 2.
Срок достижения КИН = 0,6 и темпы отбора нефти на Ярегском месторождении по подземно-поверхностной системе

верхностный комплекс, стволы и рудный двор) составляют порядка 3–4 млрд руб. Проходка горных выработок и объем бурения подземных скважин зависят от размера месторождения. Удельные затраты на проходку составляют порядка 250 000 руб/м, бурение подземных скважин – 15 000 руб/м.

Неоднократные анализы на Яреге показали, что удельные затраты на обустройство 1 га месторождения для термошахтной технологии в 2–3 раза ниже, чем затраты на технологию *SAGD*, но КИН и темп отбора нефти по термошахтной технологии по крайней мере в 2 раза выше.

Коэффициент извлечения нефти

Шахтная технология. Точных отчетных данных по КИН нет, но имеются косвенные из различных литературных источников по зарубежным месторождениям, где применялся шахтный способ добычи легкой нефти:

– Пешельбронн, Франция – при скважинной разработке с поверхности КИН = 0,17; при дальнейшей разработке шахтным способом КИН увеличился на 0,43, итого КИН = 0,6;

– Витце, Германия – при скважинной разработке с поверхности КИН = 0,2–0,25; при дальнейшей разработке шахтным способом КИН увеличился на 0,6 итого КИН = 0,8–0,85;

– Сарата-Монтеору, Румыния – за счет применения шахтного способа нефтеизвлечение достигло 55–60 %;

– Фридония, США – при скважинной разработке с поверхности КИН = 0,15; добыча нефти с поверхности составляла порядка 300 тыс. т; месторождение в шахтную разработку запущено в 2016 г., добыча нефти достигла 557 тыс. т; прогнозный КИН = 0,56; системы воздействия на пласт нет.

Термошахтная технология. По термошахтной технологии разрабатывались только два месторождения:

– участок на месторождении Атабаска, где достигнут (по литературным источникам) КИН = 0,7 при вязкости битума более 1 000 000 мПа·с;

– Ярегская площадь Ярегского месторождения. Вязкость нефти – 16 000 мПа·с. Разрабатывается блоками. По отработанным блокам средний КИН = 0,51. С 1998 г. внедрен подземно-поверхностный способ термошахтной разработки [3, 4]. По этой технологии КИН = 0,6 достигается за 11–12 лет, а максимальные темпы отбора нефти достигают 9% в год от геологических запасов (***табл. 2***).

Основные условия для возможности строительства нефтяной шахты

Главное отличие строительства нефтяной шахты от строительства рудной – в том, что добывается жидкое полезное ископаемое, и объем горных работ – существенно ниже. Рассмотрим основные возможные ограничения на строительство нефтяной шахты.

Глубина. Глубина рудных шахт достигает 1,5 км, а на месторождениях алмаза в ЮАР – 3 км. То есть технические и технологические вопросы строительства нефтяной шахты, по крайней мере глубиной 1,5 км, решены или решаемые.

Температура. Согласно санитарно-гигиенических норм допустимая температура рудничной атмосферы в шахте – 26 °С, а в местах временного нахождения обслуживающего персонала – 36 °С. С увеличением глубины шахты температура пород растет и на глубине 1,5 км может превышать 40 °С. При разработке рудных месторождений на такой глубине применяют систему кондиционирования воздуха – проблема тоже решаемая. Кроме того, в настоящее время на Яреге разрабатывается система автоматизации нефтяных шахт и перехода на закрытую эксплуатацию (безлюдную). При безлюдной эксплуатации температура рудничной атмосферы не имеет значения.

Газовый фактор. При разработке нефтяных месторождений легкой нефти с высоким газовым фактором возможно образование взрывоопасной газовоздушной смеси в рудничной атмосфере. Но применение закрытой системы сбора продукции в шахте и опыт шахтной разработки легкой нефти показывает, что это проблема решена или решаема. Кроме того, разрабатываемая система автоматизации полностью исключает использование искроопасного оборудования и обеспечивает безлюдную эксплуатацию.

Многолетние мерзлые породы. В Норильске, Воркуте построены рудные и угольные шахты, стволы которых пересекают многолетние мерзлые породы. На месторождении Русское ведется термическая разработка с закачкой горячей воды через скважины – т.е. принципиальные вопросы строительства шахт и тепловых скважин в многолетних мерзлых породах решены.

Перечисленные выше основные причины, осложняющие строительство и эксплуатацию нефтяных шахт, не являются непреодолимыми. Они уже решены или решаемые. Из этого следует, что нефтяные шахты могут применяться на глубинах по крайней мере до 1,5 км, что позволяет ввести в эффективную шахтную и термошахтную разработку многие нефтяные месторождения. А главное – по шахтным технологиям можно вести повторную разработку месторождений, разработка которых завершена скважинами с поверхности.

Примером этого служит месторождение Фридония, первая разработка которого была в 1880–1920 гг. на естественном режиме, затем в 1970–1980 гг. – на режиме заводнения, в настоящее время – шахтная разработка. Полученные уровни добычи нефти при шахтной разработке превышают все, ранее достигнутые.

Кроме того, примерами могут служить месторождения Пешельброн и Витце.

О возможности повторной разработки месторождений шахтным и термошахтным способами не раз указывалась в статьях и докладывалось на конференциях. К сожалению, никто за это не взялся, т.к. достаточно было и вновь открываемых месторождений. В настоящее время ситуация изменилась.

Сроки проектирования и строительства нефтяной шахты

Начало добычи нефти шахтным и термошахтным способами – на 1–2 года позже, чем при поверхностной разработке. Это определяется временем строительства шахты.

Ориентировочные сроки:

– технологическая схема разработки с защитой на ЦКР – 1 год;

– проект поверхностного и шахтного обустройства с защитой в Главгосэкспертизе – 2 года;

– строительство шахты и поверхностное обустройство – 2 года.

Итого – 5 лет. Начало добычи нефти – 6-й год.

Указанные сроки возможно сократить за счет совмещения работ по технологической схеме и проектов обустройства.

Достижимость указанных сроков строительства шахты подтверждают следующие примеры:

– Ярегское месторождение нефтешахта № 1, глубина 200 м. Колышек, отмечающий устье шахтного ствола, забит 9 июня 1937 г. Первая нефть получена в августе 1939 г. – через 2 года и 2 месяца;

– нефтяная шахта на месторождении Атабаска, глубина 200 м. Время строительства шахты – 1987–1989 гг., т.е. менее 3 лет;

– месторождение Фридония, глубина 370 м. Начало строительства – 2014 г., первая нефть – конец 2015 г., – т.е. менее 2 лет.

Для более глубоких месторождений срок строительства шахты увеличивается. Но учитывая более высокий темп отбора нефти, более высокий КИН, эффективность шахтной и термошахтной разработки будет выше, чем при разработке скважинами с поверхности.

Оценочные расчеты для месторождений высоковязкой нефти

В [5] приведены оценочные расчеты термошахтной разработки для крупного месторождения Русское, среднего – Ван-Еганского и мелкого – Ромашкинское Н. Проведенные расчеты показывают, что при применении термошахтного способа возможно:

– на месторождении Русское увеличить КИН с утвержденного 0,3 до 0,419, при этом добыча нефти увеличивается с 417 643 тыс. т до 583 398 тыс. т, т.е. на 165 755 тыс. т;

– на месторождении Ван-Еганское увеличить КИН с утвержденного 0,207 до 0,326, при этом добыча нефти увеличивается с 49 445 тыс. т до 78 014 тыс. т, т.е. на 28 569 тыс. т;

– на месторождении Ромашкинское-Н увеличить КИН с утвержденного 0,36 до 0,445, при этом добыча нефти увеличивается с 963 тыс. т до 1192 тыс. т, т.е. на 229 тыс. т.

Итого только по этим трем месторождениям возможно получить почти 200 млн т нефти дополнительно.

Особый интерес представляет мелкое месторождение Ромашкинское-Н с запасами всего

2676 тыс. т. При сохранении льгот по НДПИ и на таможенную пошлину его разработка будет рентабельна. Учитывая, что таких месторождений много (республики Татарстан, Башкортостан, Самарская, Оренбургская области, Северный Кавказ и другие регионы), суммарные запасы которых составляют миллиарды тонн, они могут являться существенными источниками углеводородного сырья. Следует учесть, что эти месторождения расположены в районах, где уже имеется определенная инфраструктура для добычи нефти, а это позволит значительно снизить себестоимость добычи нефти.

За весь XX в. и первые 20 лет XXI в. на нефтяных месторождениях России, отработанных и находящихся в разработке, добыча нефти составит порядка 25–30 млрд т. На этих месторождениях средний коэффициент извлечения нефти (КИН) не превысит 0,3. Отсюда следует, что в разработке находилось и находится 80–100 млрд т геологических запасов нефти. Шахтным и термошахтным способом возможно увеличить КИН до 0,6. Это доказано опытом разработки. По крайней мере, половина из этих месторождений могут быть объектами повторной разработки по шахтным технологиям, а это – 12,5–15 млрд т добычи нефти.

Кроме того, открыто много месторождений высоковязкой нефти, природного битума и с низкопроницаемыми коллекторами, например – Русское, Ван-Еганское, разработка которых поверхностными способами в настоящее время неэффективна. Они также могут быть объектами разработки по шахтным технологиям, а это – еще несколько миллиардов тонн добычи нефти. (К сожалению, авторы не имеют полного перечня подобных месторождений и их характеристик.)

Особый интерес представляют отработанные месторождения, на которых уже есть определенная инфраструктура, а также кадры нефтяников. Затраты на шахтную и термошахтную разработку здесь будут минимальны. Проводимые расчеты показывают, что затраты на обустройство под шахтные технологии в 2-3 раза меньше, чем на обустройство с поверхности. На отработанных месторождениях с имеющимся уже (хотя бы частичным) обустройством, затраты на обустройство под шахтные технологии для повторной разработки еще сокращаются.

Себестоимость термошахтной добычи высоковязкой нефти на Яреге становится сопоставимой с добычей легкой нефти и имеет тенденцию к дальнейшему снижению. По сообщениям некоторых источников (хотя и не проверенным), себестоимость добычи легкой нефти шахтным способом на месторождении Фридония уже сравнялась с себестоимостью добычи нефти с поверхности и продолжает снижаться.

Срок запуска месторождений в шахтную и термошахтную разработку от начала проектирования составляет 5–6 лет. Если активно взяться за работу, то уже в 2025–2026 гг. можно запустить в эксплуатацию первые шахты. Это поможет выполнить проект Энергетической стратегии России на период до 2035 г.

Глубинная нефть, о которой пишет А.И. Тимурзиев, вряд ли поможет выполнению Энергетической стратегии – 2035, т.к. разведка, исследования, разработка технологии, проектирование, обустройство и другие работы занимают в нефтяной промышленности не менее 10–15 лет. Но стоит согласиться с мыслью А.И. Тимурзиева о необходимости интенсификации работ по ГРР и воспроизводству МСБ, т.к. вряд ли какая-либо технология добычи нефти на открытых месторождениях обеспечит потребности страны в энергоресурсах до конца XXI в., до которого осталось 80 лет. При добыче 500 млн т нефти потребуется добыть 40 млрд т, половину которых можно добыть из отработанных и уже открытых месторождений.

Выводы

С учетом изложенного выше предлагается следующее.

1. Совместно с ГКЗ повести работу по определению остаточных запасов на отработанных месторождениях.

2. Провести оценку добычи нефти шахтными способами на отработанных месторождениях.

3. Выбрать первоочередные отработанные месторождения и сделать по ним технико-экономическое обоснование (ТЭО).

4. В соответствии с ТЭО определить прядок составления проектных документов на разработку и обустройство месторождений для шахтной и термошахтной добычи нефти.

5. Организовать строительство нефтешахт и обустройство месторождений.

6. Аналогичную работу провести по действующим и открытым месторождениям.

Это огромная работа, для ее выполнения необходимо привлечь возможности не только государства, но и частных нефтяных компаний – владельцев лицензий. Но эта работа этого стоит, т.к. поможет выполнить проект Энергетической стратегии – 2035, существенно уменьшить себестоимость добычи нефти и повысить КИН.

Литература

1. Тимурзиев А.И. Состояние ТЭК России и официальной нефтегазовой науки, определяющей направления ГРР в стране // Недропользование XXI век. 2019. № 4. С. 150–162.
2. Тюнькин Б.А., Коноплев Ю.П. Опыт подземной разработки нефтяных месторождений и основные направления развития термошахтного способа добычи нефти. Ухта: Печорнипинефть. 1996. 160 с.
3. Коноплев Ю.П., Буслаев В.Ф., Ягубов З.Х., Цхадая Н.Д. Термошахтная разработка нефтяных месторождений. М.: Недра. 2006. 288 с.
4. Коноплев Ю.П., Тюнькин Б.А., Груцкий Л.Г., Питиримов В.В., Пранович А.А. Подземно-поверхностный способ разработки месторождения высоковязкой нефти. Патент РФ № 2199657 по заявке № 2001110539 от 19.01.2001.
5. Коноплев Ю.П. Демченко А.Г. Оценка добычных возможностей термошахтным способом на месторождениях тяжелой нефти // Недропользование XXI век. 2019. № 4. С. 86–96.

UDC 622.276.55

Yu.P. Konoplev, Doctor of Engineering, Chief Specialist in Thermal Mine Development, DGSystems[1], konoplev@dgsystem.ru
A.G. Demchenko, General Director of DGSystems[1], agdem@dgsystem.ru
A.A. Demchenko, PhD, Deputy General Director – Production Director of DGSystems[1], aadem@dgsystem.ru
[1]3, Gubkin str., Moscow, 119333, Russia.

Oil Mine – a Technology that is Capable of Providing Half of Oil Production in the 21st Century in the Open and Developed Fields of Russia

Abstract. Currently, the development of oil fields in Russia and elsewhere in the world is is carried out by the wells drilled from a surface. And only on the Yaregsky field of high–viscosity oil thermal–mining development by the wells drilled underground from mine workings is conducted. Shortcomings of the wells drilled from surface, especially horizontal ones are their high costs and counter–pressures from fluid columns in wells on oil formation. Cost of an underground, almost horizontal well is tens times less than the cost of the surface well and these wells are flowing/gushing. Therefore, density of a grid of underground wells more than an order of magnitude higher, than wells drilled from surface and they work in a gushing (flowing) mode at the expense of a gravitational energy. Costs of the oil field facilities construction for mine and thermal–mining crude oil production is two – three times lower, than for the surface development, and oil production rates are as many times higher. Application of mine and thermal–mining technologies makes it possible to return abandoned oil fields in development and also oil fields with hard to recover reserves. Thus, as development of the Yaregsky field with oil viscosity of 16000 mPa.s shows, as well as development of light oil fields abroad, it is really possible to reach oil recovery of > 0.6 at low prime cost of oil.

Keywords: oil fields; mine development; thermal mine development; Yaregskoye field of high viscosity oil; oil mine; oil recovery ratio; cost price

References

1. Timurziyev A.I. *Sostoyaniye TEK Rossii i ofitsial'noy neftegazovoy nauki, opredelyayushchey napravleniya GRR v strane* [The state of the Russian fuel and energy complex and official oil and gas science, which determines the direction of geological exploration in the country]. *Nedropol'zovaniye XXI vek* [Subsoil use XXI century], 2019, no. 4, pp. 150–162.
2. Tyun'kin B.A., Konoplev Yu.P. *Opyt podzemnoy razrabotki neftyanykh mestorozhdeniy i osnovnyye napravleniya razvitiya termoshakhtnogo sposoba dobychi nefti* [The experience of underground development of oil fields and the main directions of development of the thermal mine method of oil production]. Ukhta, Pechornipineft Publ., 1996, 160 p.
3. Konoplev YU.P., Buslayev V.F., Yagubov Z.KH., Tskhadaya N.D. *Termoshakhtnaya razrabotka neftyanykh mestorozhdeniy* [Thermal mine development of oil fields]. Moscow, Nedra Publ., 2006, 288 p.
4. Konoplev YU.P., Tyun'kin B.A., Grutskiy L.G., Pitirimov V.V., Pranovich A.A. *Podzemno-poverkhnostnyy sposob razrabotki mestorozhdeniya vysokovyazkoy nefti* [Underground-surface method for developing a highly viscous oil field]. RF patent no. 2199657.
5. Konoplev YU.P. Demchenko A.G. *Otsenka dobychnykh vozmozhnostey termoshakhtnym sposobom na mestorozhdeniyakh tyazheloy nefti* [Evaluation of production capabilities by thermal mine method in heavy oil fields]. *Nedropol'zovaniye XXI vek* [Subsoil use XXI century], 2019, no. 4, pp. 86–96.