

## **ИННОВАЦИОННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ГОРЮЧЕГО СЛАНЦА И ВЫСОКОВЯЗКОЙ НЕФТИ ШАХТНЫМ СПОСОБОМ (1)**

**А.Е. Воробьёв**

Кафедра нефтепромысловой геологии, горного и нефтегазового дела  
Российский университет дружбы народов  
*ул. Орджоникидзе, 3, Москва, Россия, 115419*

**Р.Б. Джимиева**

Владикавказский горно-металлургический техникум  
*пр. К. Хетагурова, 195, Владикавказ,  
Северная Осетия-Алания, Россия, 362003*

Показана взаимосвязь технологических циклов и инновационных технологий разработки месторождений высоковязкой нефти и горючего газа. Приведена авторская методика разработки инновационных технологий недропользования.

**Ключевые слова:** нефть, горючий сланец, инновации, методика, экспертная оценка, технология добычи, технологический цикл.

В настоящее время разведанных запасов традиционной нефти (при существующих объемах ее освоения) хватит примерно на 40—50 лет, однако это не означает, что за указанный период все запасы нефти будут однозначно исчерпаны.

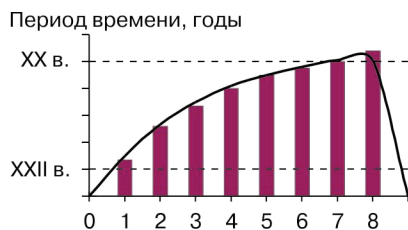
Во-первых, постоянно происходит совершенствование технологий добычи нефти, что позволяет вовлечь в освоение ранее нерентабельные месторождения. Так, предполагается увеличение коэффициента отдачи нефтяных пластов на действующих месторождениях с 30—50% до 65—70%, т.е. в 1,7 раза.

Во-вторых, после исчерпания традиционных нефтей наступит период интенсивной разработки месторождений высоковязких (асфальтитовые и битуминозные пески, горючие сланцы, сверхвысоковязкие нефти и др.) разновидностей.

В целом мировые потенциальные запасы сверхтяжелой (высоковязкой) нефти на конец 2006 г. составляли 585,4 млрд т, в том числе: Канада — 222,4; Россия — 184,2; Венесуэла — 163,7; Казахстан — 10,9; Мадагаскар — 5,9; США — 5,5. Современная технология нефтедобычи, в зависимости от физико-геологических условий залегания в литосфере и свойств нефти (прежде всего вязкости), обеспечивает ее извлечение 20—40%, а в пластах с высоковязкой нефтью (свыше 25—30 сП) обычная скважинная технология добычи экономически неэффективна. Поэтому в этих условиях целесообразно применение шахтных инновационных способов разработки.

Необходимо отметить, что каждое направление техники и технологии (жизненный цикл которого составляет 70—90 лет и более, а периодичность смены или радикального обновления — 40—60 лет) включает в себя ряд сменяющих друг друга поколений (рис. 1).

Установлено, что в переломные периоды в той или иной сфере поднимается волна базисных инноваций, порождающая затем поток улучшающих инноваций и инноваций частично корректирующих сделанные ранее технологии и продукты (табл. 1).



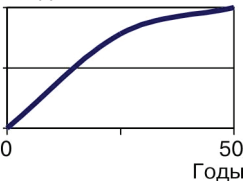
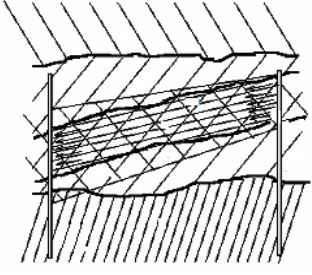
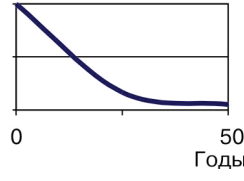
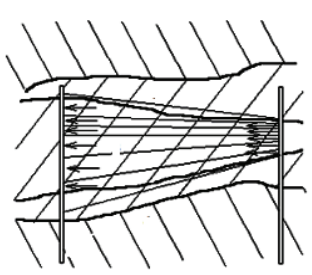
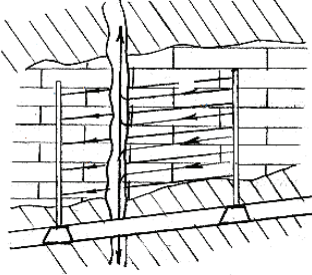
1 — поверхностный сбор нефти; 2 — добыча нефти посредством колодцев; 3 — шахтная добыча высоковязкой нефти; 4 — скважинная добыча фонтанирующей нефти; 5 — карьерные способы разработки месторождений высоковязкой нефти; 6 — скважинная добыча нефти методами заводнения; методы добычи высоковязкой нефти; 7 — тепловые, 8 — термические и электротермические методы добычи высоковязкой нефти

**Рис. 1.** Схема смены поколений методов добычи нефти

Таблица 1

**Взаимосвязь технологических циклов и инновационных технологий разработки месторождений высоковязкой нефти**

Вид конъюнктурной волны		Волновая фаза	Характер инноваций	Вид разработки месторождения	Иллюстрации технологии разработки месторождений	
Конъюнктурные волны	<p>Величина, усл. ед.</p> <p>0 50 Годы</p> <p>Повышательная волна</p>	1. Фаза депрессии и кризиса — переход технологий на новые принципы	Эпохальные инновации	Шахтная		
				Скважинная		
		2. Фаза начала повышательной волны — увеличение количества изобретений	Базовые инновации	Системы разработки месторождений высоковязких нефтей	Карьерная	
				Интенсификация методов добычи высоковязких нефтей	Подача теплоносителя (горячая вода, пар, воздух)	
				Образование в продуктивном пласте предварительного очага горения		

Вид конъюнктурной волны		Волновая фаза	Характер инноваций	Вид разработки месторождения	Иллюстрации технологии разработки месторождений	
Конъюнктурные волны	<p>Величина, усл. ед.</p>  <p>0 50 Годы</p> <p>Повышательная волна</p>	3. Фаза повышательной волны — применение новых изобретение	Улучшающие инновации	Интенсификация методов добычи высоковязких нефтей	Наложение электрического тока	
	<p>Величина, усл. ед.</p>  <p>0 50 Годы</p> <p>Понижающая волна</p>		Корректирующие инновации		Наложение ультразвуковых колебаний	
		4. Фаза понижающей волны	Антиинновации		Введение ПАВ	

Методы прогнозирования развития технологий недропользования составляют ключевую часть методики их разработки совершенствования (рис. 2).

В ходе дальнейших исследований было произведено сравнение эффективности прогнозирования различных технологий недропользования методами анализа тенденций (рис. 3).

Кроме этого, возможно применение метода экспертных оценок (рис. 4), который базируется на использовании персональных интервью и анкетирования, а также различных групповых методов, в частности метода Дельфи.

Также может быть применен и многовариантный анализ, включающий построение дерева возможных вариантов, а также написание сценариев, которые рассматривают альтернативные пути развития технологии (продукта).

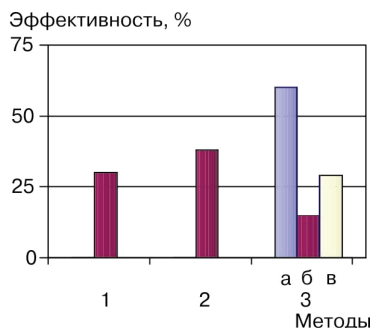


**Рис. 2.** Методика разработки инновационных технологий недропользования



**Рис. 3.** Сравнительная эффективность различных методов анализа тенденций развития технологий недропользования:

1 — экстраполяция тенденций; 2 — сериальных оценок; 3 — регрессивный анализ; 4 — эконометрика; 5 — динамика систем; 6 — S-образных кривых; 7 — исторических аналогий; 8 — матриц входа/выхода; 9 — анализ патентов; 10 — анализ научной литературы

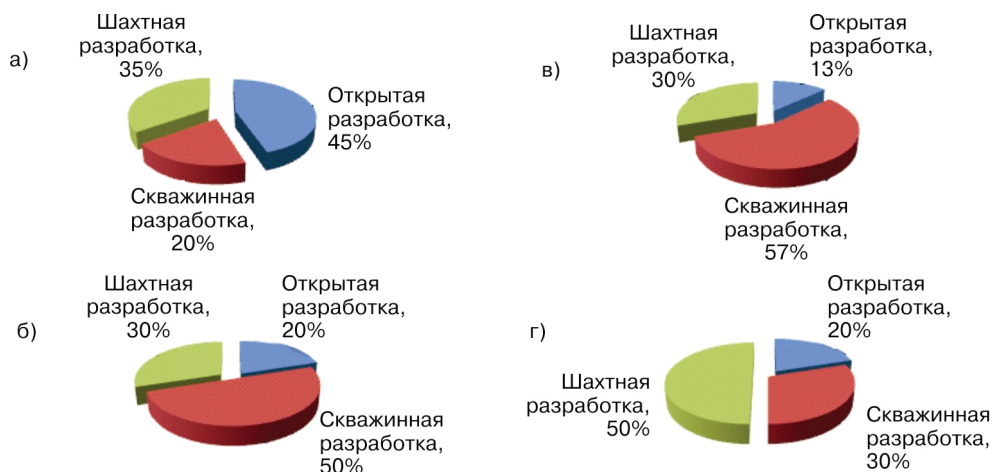


**Рис. 4.** Сравнительная эффективность методов экспертных оценок в прогнозировании развития инновационных технологий недропользования:

1 — интервьюирование; 2 — анкетирование; 3 — групповая динамика (а — метод Дельфи, б — метод генерации идей, в — метод номинальных групп)

Многочисленными исследованиями показано, что фильтрация нефтей, отличающихся большим содержанием асфальтенов, смол и парафинов, в пористой среде сопровождается существенным отклонением от классических законов Ньютона и Дарси.

Разработка залежей высоковязкой нефти с помощью системы вертикальных скважин, пробуренных с дневной поверхности, зачастую связана со значительными трудностями, а открытая разработка — со значительным негативным воздействием на окружающую среду (рис. 5).



**Рис. 5.** Сравнительная эффективность различных систем разработки месторождений высоковязкой нефти:

- а) извлечение нефти из недр; б) геоэкологическая безопасность; в) себестоимость получения нефти; г) внешние ограничения применимости (глубина залегания, трещиноватость массива, климатические факторы и др.)

Опытная эксплуатация Ярегского месторождения была начата в 1935 г. с дневной поверхности скважинами, расположенными по сетке  $75 \times 100$  м. Однако из-за низкого (не более 2%) коэффициента нефтеотдачи с 1939 г. были вынуждены перейти к шахтной технологии с бурением технологических (рабочих) скважин через 15—25 м из подземных горных выработок. В результате извлечение высоковязкой нефти повысилось лишь на 4%.

Дальнейший опыт промышленной эксплуатации с помощью шахтной дренажно-скважинной технологии показал, что коэффициент нефтеотдачи продуктивного пласта оказался довольно низким. Поэтому в последующей истории разработки Ярегского месторождения нефти вязкостью  $(12,5—15,3) \cdot 10^3$  МПа · с дополнительно были применены различные инновационные способы интенсификации с различной величиной достигаемой нефтеотдачи (табл. 2).

Таблица 2

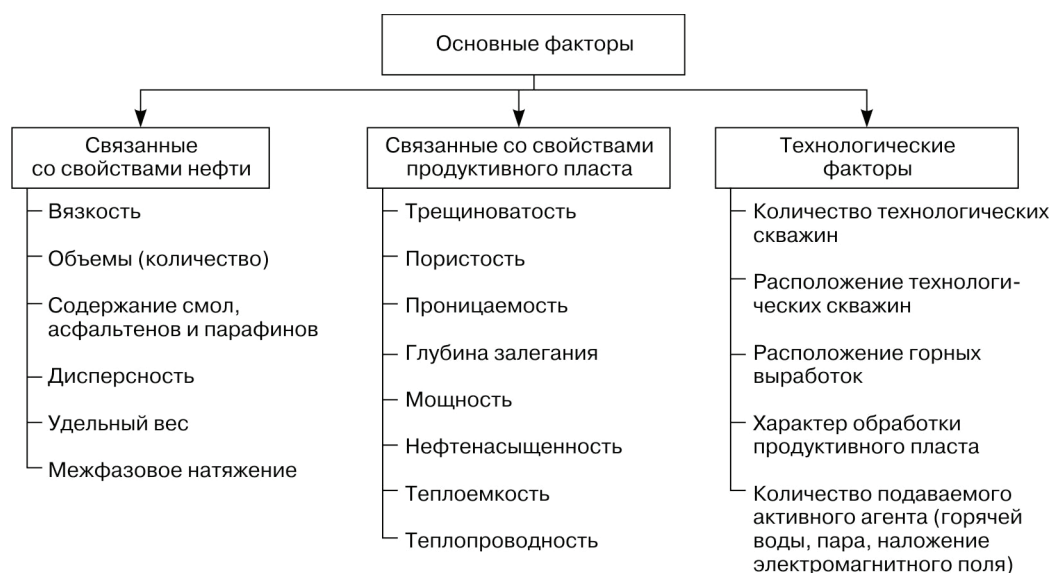
**Основные показатели различных способов разработки Ярегского месторождения**

Способ разработки	Время применения, гг.	Расстояние между скважинами, м	Средняя величина нефтеотдачи, %
Скважинами с дневной поверхности	1935—1944	75—100	1,8
Дренажный шахтный на естественном режиме	1939—1974	12—25	6
Термошахтный	1968—2008	10—20	50—55
Термоэлектроскважинный*	2003—2008	15—20	65—78
Открытый способ*	2007	—	80
Скважинно-открытый способ*	2008	25—50	90
Термооткрытый способ*	2008	20—35	98

\* Находится в стадии патентования.

В целом, способы подземной добычи природных битумов можно подразделить на рудные и шахтно-скважинные. При рудном способе насыщенная битумом горная порода извлекается на дневную поверхность. Впоследствии в заводских условиях битум экстрагируется растворителями, паром или горячей водой (зачастую — с добавкой поверхностно-активных веществ). В частности, в Татарстане такой способ более 40 лет использовался на Шугуровском месторождении при добыче битумов из битумоносных песчаников.

При шахтно-скважинном способе (рис. 6) добычу углеводородного сырья осуществляют с помощью системы горных выработок, сооруженных в битумоносном пласте и пробуренных из них нефтесобирающих скважин.



**Рис. 6.** Группировка основных факторов, определяющих эффективность шахтного освоения месторождений высоковязкой нефти

Разработка месторождений природных битумов этим методом осуществляется с довольно высокой плотностью сетки технологических (рабочих) скважин, причем, эти рабочие скважины сооружают вертикальными, горизонтальными и полого-наклонными (по отношению к залеганию продуктивных пластов).

Анализ горно-геологических условий залегания высоковязкой нефти Ярегского месторождения показал, что шахтные системы разработки представляют наибольшую перспективу для освоения этих ресурсов. В частности, если карьеры негативно сказываются на естественном рельефе местности и на геологической ситуации в целом, а скважинные системы для большинства месторождений высоковязкой (более 50—70%) нефти малоэффективны или просто неприемлемы (в силу имеющихся физико-химических свойств высоковязких нефтей), то шахтно-очистная система не так негативно влияет на окружающую среду, обладая при этом многими преимуществами карьерной добычи.

Первоначально рабочие скважины на этом месторождении располагали одним из следующих образов:

— ухтинским способом, при котором нефтяную залежь дренировали весьма плотной сеткой скважин, в 12—20 м друг от друга, глубиной до 50 м, пробуренных из вышележащего туффитового горизонта;

— уклонно-скважинным способом — с расположением галереи в верхней части продуктивного пласта и разбуриванием шестигранников площадью 8—12 га, пологими скважинами длиной до 200 м. Этот способ был внедрен на Ярегском месторождении с 1954 г. и при нем в 3 раза сократился удельный объем горных выработок. Однако в итоге более 90% запасов по-прежнему оставалось в нефтесодержащем продуктивном пласте.

Предложенная в последующем термошахтная разработка месторождений высоковязкой нефти представляет собой сочетание шахтной дренажной разработки с методами искусственного воздействия на нефтесодержащий продуктивный пласт различными теплоносителями, которые осуществляются с помощью специальных рабочих скважин, пробуренных из подземных горных выработок.

Было установлено, что вязкие нефти весьма чувствительны к изменению температуры (рис. 7). Например, если при температуре 30 °С вязкость нефти равна 1300 МПа·с, то при 120 °С ее вязкость может составить всего 3,949 МПа·с, при увеличении нефтеотдачи до 40% и более.

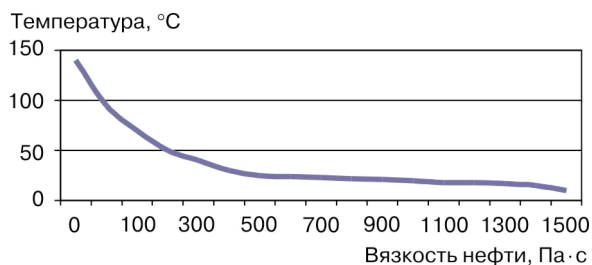


Рис. 7. Зависимость изменения вязкости нефти от величины температуры

Для существенного повышения темпов добычи углеводородного сырья и обеспечения полноты выработки запасов битумов используют разнообразные способы паротеплового воздействия на нефтесодержащий пласт, причем в качестве рабочего теплового агента могут быть использованы как газы, так и жидкости (преимущественно водяной пар и горячая вода). Эти рабочие агенты характеризуются высокой удельной теплоемкостью и хорошими нефтевытесняющими качествами.

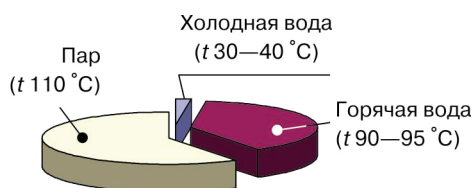
К настоящему времени установлены зависимости структурно-механических свойств нефти от содержания в ней асфальтенов и смол, концентрации и состава растворенного газа, а также от температуры и давления.

Так, вязкость, удельный вес и межфазовое натяжение нефти и воды с повышением температуры понижаются, а упругость паров несколько повышается. Однако вязкость нефти уменьшается более интенсивно, чем вязкость воды, поэтому результирующее влияние изменения соотношения вязкостей будет благоприятным в основном для нефтеотдачи.

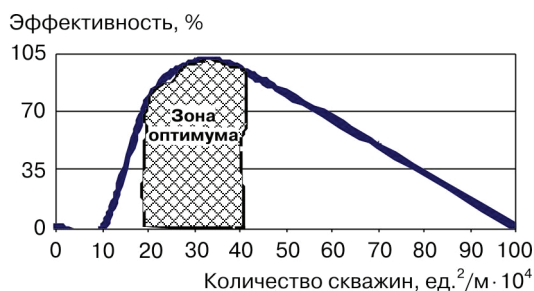
Таким образом, увеличение нефтеотдачи продуктивного пласта при его нагревании достигается за счет улучшения коэффициента подвижности нефти, а также повышения объемного коэффициента охвата пласта вытесняющим агентом, теплового расширения нефти и протекающей дистилляции.

При нагнетании горячей воды может быть достигнута нефтеотдача порядка 50—60%, а при нагнетании пара нефтеотдача может достигать даже 90% (рис. 8). Следовательно, путем подбора количества и качества нагнетаемого теплоносителя можно регулировать темпы процесса теплового воздействия на продуктивный пласт.

Кроме этого, эффективность тепловой обработки нефтесодержащего пласта в значительной степени зависит от правильности выбора расположения рабочих скважин и оптимального (для прогрева) интервала между ними (рис. 9). К тому же продолжительность операции прогрева, а следовательно, и количество введенного в продуктивный пласт тепла зависят от требуемой температуры прогрева.



**Рис. 8.** Сравнительная эффективность нефтеотдачи продуктивного пласта в зависимости от вида обработки



**Рис. 9.** Влияние удельного количества технологических скважин на эффективность шахтно-скважинной системы разработки месторождений высоковязкой нефти

Минимальная температура прогрева нефтесодержащего пласта определяется температурой плавления парафино-смолисто-асфальтеновых веществ и колеблется в пределах 45—55 °С.

Максимальная же температура прогрева ограничивается возможностью образования кокса при повышенных температурах и на практике принимается равной 150—180 °С. Однако при нагнетании пара или горячей воды в продуктивный пласт в результате теплообмена между нагнетаемым агентом и окружающими горными породами происходят существенные потери тепла и в итоге температура агента в забое рабочей скважины будет намного ниже его температуры на устье.

Эти потери зависят от продолжительности процесса тепловой обработки, коэффициентов теплопроводности продуктивного пласта и характеристик его пород (прежде всего их теплопроводности и трещиноватости), а также от мощности обрабатываемого продуктивного пласта.

Теоретические расчеты показывают, что потери тепла в большой степени зависят от мощности продуктивного пласта. Если, например, мощность пласта равна 120 м, то потери тепла при нагнетании горячего агента в течение 10 лет соста-



вят всего 20%, а если же мощность пласта равна 3 м, то эти потери составят уже 90%, причем тепловые потери находятся в прямой зависимости от разности температур теплоносителя и окружающих горных пород, а также от теплопроводности последних и процессов теплоинжекции.

Высокие показатели термошахтной разработки обеспечиваются за счет сосредоточения в продуктивном нефтесодержащем пласте основных технологических процессов, включающих использование плотных сеток размещения нагнетательных и добывающих (горизонтальных, пологонаклонных и восстающих) скважин большой (до 300 м) протяженности, а также за счет закачки теплоносителя способного размягчать (переводить в текучее состояние) высоковязкую нефть.

В 1968 г. на Ярегском месторождении начались опытно-промышленные работы по тепловому воздействию на продуктивный нефтесодержащий пласт в условиях шахтной разработки месторождения.

Первоначально во все нагнетательные скважины непрерывно производят площадное нагнетание пара с давлением 0,2—0,3 МПа, а затем темп закачки снижают с переходом на циклическую закачку пара в отдельные группы скважин. Кроме этого, на поздней стадии разработки в нефтесодержащий пласт нагнетают попутно добываемую воду.

Термошахтная разработка реализуется на Ярегском нефтяном месторождении в виде нескольких систем: одногоризонтной, двухгоризонтной, двухъярусной, с оконтуривающими нагнетательными выработками, панельной. Все они отличаются друг от друга расположением подземных добывающих и нагнетательных скважин относительно пласта.

Объем закачки пара при термошахтной системе разработки месторождений высоковязкой нефти равен 0,5—0,8 объема порового пространства продуктивного нефтесодержащего пласта. Перепад рабочего давления между нагнетательными и добывающими скважинами, капиллярная пропитка, а также имеющееся расширение рабочего флюида и сила гравитации способствуют вытеснению размягченной нефти из продуктивного пласта в трещины, а из трещин в добывающие скважины к эксплуатационной галерее, расположенной в нижней части нефтесодержащего пласта. Пар закачивается через рабочие скважины надпластового горизонта, а нефть отбирается через пологовосходящие скважины, пробуренные под разными углами к горизонту из галереи, расположенной в нижней части продуктивного нефтесодержащего пласта.

Кроме этого, такая технология позволяет поднять давление закачиваемого пара до 1,6 МПа, что соответствует температуре насыщенного водяного пара равной 200 °С. Выше температуру закачиваемого пара поднимать нельзя, так как тогда начинается возгонка нефти Ярегского месторождения в продуктивном нефтесодержащем пласте, что недопустимо для условий шахтной разработки.

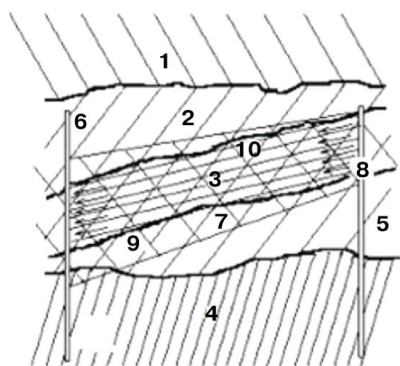
Коэффициент нефтеизвлечения по отработанным площадям достиг в среднем 53,2% (табл. 3), а по отдельным участкам превысил 70% (при паронефтяном отношении равном 2,7 т/т).

Условия применения методов увеличения нефтеотдачи

Метод воздействия на призабойную зону пласта	Нефтеотдача, %	Вязкость нефти, МПа·с	Температура, °С	Мощность пласта, м	Коэффициент проницаемости пласта, мкм <sup>2</sup>
Горячая вода	>35	>15	до 50	>15	>0,1
Пар	>50	>50	до 50	>6	>0,1
Внутрипластовое горение	55	>10	—	3—30	>0,1

Однако термощахтный способ добычи высоковязкой нефти имеет следующие недостатки: большой объем горнопроходческих и буровых работ, значительные затраты на поддержание и вентиляцию горных выработок, большие потери тепла на нагревание вмещающих горных пород и рудничной атмосферы, приводящие к снижению эффективности процесса и нарушению теплового режима в горных выработках, сложность контроля и регулирования процесса добычи высоковязкой нефти из-за большого числа необходимых скважин. Поэтому в дальнейшем был разработан инновационный метод электротермодобычи высоковязких нефтей.

Сущность данной технологии заключается в том, что разогрев массива коллектора, содержащего высоковязкую нефть, осуществляется пропусканием через него электрического тока, используемого в качестве активного сопротивления (рис. 10). При этом выделяется джоулево тепло, разогревающее коллектор и размягчающее высоковязкую нефть.



**Рис. 10.** Направленный электротермо-разогрев зон коллектора с наибольшей пористостью и нефтесодержанием:

- 1 — кровля коллектора; 2 — коллектор; 3 — зона повышенной пористости и нефтесодержания; 4 — почва; 5 — обсадная колонна-электрод нагнетательной скважины; 6 — обсадная колонна-электрод добычной скважины; 7 — диэлектрическая изоляция обсадных колонн; 8 — линии фильтрации электролита; 9 — линии фильтрации нефти; 10 — линии течения электрического тока

Штреки проходятся от уклонов вниз по падению через 50 м, при этом из двух оконтуривающих штреков верхний по падению является условно «нагнетательным», т.е. из него бурятся нагнетательные скважины, а нижний по падению — условно «добычным», так как из него бурятся добычные скважины. Эти скважины обсаживаются перфорированными металлическими трубами, являющимися одновременно и электродами, посредством которых в объеме блоков создается электрическое поле.

Конкретное количество нагнетательных и добычных скважин определяется с таким расчетом, чтобы можно было достигнуть

максимально возможной и рациональной равномерности электрического поля в массиве обрабатываемого блока. Протекающий между скважинами-электродами электрический ток разогревает коллектор блока, после чего разогретая и размягченная нефть вытекает из блока либо под действием гравитационных сил, либо путем вытеснения специально нагнетаемым агентом.

При этом линии электрического тока замыкаются, как правило, через повышенную пористость, выделяя максимальное количество джоулева тепла именно в нужном объеме нефтесодержащего коллектора, причем, варьируя изоляцию обсадных колонн-электродов, можно создавать любые желательные конфигурации электрического поля.

#### ПРИМЕЧАНИЕ

- (1) Выполнено в цикле научных работ, посвященных 50-летию Российского университета дружбы народов. Работа выполнена по государственному контракту с Федеральным агентством по образованию в рамках федеральной целевой программы «Научные и научно-педагогические кадры инновационной России» на 2009—2013 гг. в части реализации проекта «Проведение поисковых научно-исследовательских работ по направлению «Экологически безопасные разработки месторождений и добычи полезных ископаемых», мероприятие 1.2.2. Программы (тема «Разработка технологии экологически безопасного освоения месторождений горючего сланца»).

#### ЛИТЕРАТУРА

- [1] Алибеков Б.И., Листенгартен Б.М., Сопожок В.М. Добыча нефти открытым способом (на примере месторождения Кирмаку). — Баку: Аз. гос. изд-во, 1964.
- [2] Байбаков Н.К., Гарушев А.Р. Тепловые методы разработки нефтяных месторождений. — М.: Недра, 1977.
- [3] Веревкин К.И., Дияшев Р.Н. Классификация углеводородов при выборе методов их добычи // Нефтяное хозяйство. — 1982. — № 3. — С. 31—34.
- [4] Воробьев А.Е., Джимиева Р.Б. Инновационные технологии шахтной разработки месторождений высоковязкой нефти. — Владикавказ: СКГМИ(ТУ), 2008.
- [5] Воробьев А.Е., Шамшиев О.Ш., Чекушина Е.В. Технологии разработки месторождений высоковязких нефтей мира. — Кызыл-Кия: ЮКГИ, 2005.
- [6] Зативалов Н.П. Нефтегазовый комплекс России: состояние и перспективы на XXI век // Наука и технология углеводородов. — 2000. — № 6. — С. 46—51.
- [7] Колбиков В.С. Новые высокоэффективные технологии разработки высоковязких нефтей // Наука и технология углеводородов. — 2000. — № 6. — С. 123—127.
- [8] Коноплев Ю.П., Питиримов В.В., Табаков В.П., Тюнькин Б.А. Термошахтная разработка месторождений с тяжелыми нефтями и природными битумами (на примере Ярегского нефтяного месторождения) // Горный информационно-аналитический бюллетень. — 2005. — № 3. — С. 246—253.

## INNOVATIVE TECHNOLOGIES OF DEVELOPMENT OF DEPOSITS OF COMBUSTIBLE SLATE AND HIGH-VISCOSITY OIL MINING

**A.E. Vorobiev**

Peoples' friendship university of Russia  
Ordzhonikidze str., 3, Moscow, Russia, 117198

**R.B. Dzhimieva**

Vladikavkazskiy mining and metallurgical technical school  
pr. K. Khetagurova, 195, Vladikavkaz,  
Republic North Osetia Alaniya, Russia, 362003

Methods of the authors of the innovative mining operation and the development of the mine of oil of the high viscosity and combustibile slate is shown.

**Key words:** oil, combustibile slate, innovations, a technique, an expert estimation, technology of extraction, a work cycle.



**Воробьёв А.Е.**, доктор технических наук, профессор, заведующий кафедрой нефтепромысловой геологии, горного и нефтегазового дела РУДН, полковник Госгортехнадзора, автор более 700 публикаций в области горного и нефтяного дела, геоэкологии и экономики  
e-mail: fogel\_al@mail.ru

**Джимиева Р.Б.**, заместитель директора Владикавказского горно-металлургического техникума, соискатель ученой степени кандидата экономических наук кафедры нефтепромысловой геологии, горного и нефтегазового дела РУДН

