

УДК 622.276.5 + 622.297.5 (072.8)

Физико-технические основы и особенности прорывных шахтно-скважинных технологий добычи трудноизвлекаемой нефти и повышения КИН

Physical and Technical Bases and Features Breakthrough Silo-Hard-To Downhole Production Technologies of Oil and Increase Oil Recovery

А.В. Ильюша, д. т. н., профессор, В.Я. Афанасьев, д. э. н., профессор, В.Ю. Линник, д. э. н., профессор, В.В. Шерсткин, к. т. н., доцент, ФГБОУ ВПО «Государственный университет управления»; А.В. Корчак, д. т. н., профессор, М.Г. Рахутин, д. т. н., профессор, Горный институт НИТУ МИСиС; А.А. Каверин, к. т. н., ОАО «НК «Роснефть»

A. Ilyusha, V. Afanasyev, V. Linnik, V. Scherstkin, A. Korczak, M. Rahutin, A. Kaverin

АННОТАЦИЯ

Сформулированы критически важные особенности и специфические требования, предъявляемые к прорывным подходам и технологиям освоения и эксплуатации трудноизвлекаемых запасов нефти. Предложены принципиальные технологические схемы шахтно-скважинных энерготехнологических комплексов для отработки перспективных ресурсов и запасов сланцевой и высоковязкой (тяжелой) нефти, а также остаточных запасов нефти на поздних стадиях эксплуатации традиционных месторождений.

Ключевые слова: трудноизвлекаемая нефть, освоение месторождений, прорывные технологии, шахтно-скважинная технология, энерготехнологические комплексы.

ABSTRACT

Formulated critical characteristics and specific requirements for breakthrough approaches and technology development and exploitation of stranded oil. A basic technological schemes silo-borehole energy technology complexes for testing promising resources and reserves of oil shale and high viscosity (heavy) oil and residual oil reserves at late stages of the traditional fields of operation.

Keywords: hard-to oil field development, breakthrough technologies, mine, borehole technology, energy technology complexes.



Перспективы добычи нефти в России, как известно, во многом связывают со стабилизацией и дальнейшим развитием нефтедобычи в Западной Сибири путем вовлечения в разработку так называемых трудноизвлекаемых запасов (ТРИЗ) и прежде всего с добычей нефти из сланцевых залежей баженовской свиты горных пород и созданием так называемых прорывных технологий [1]. Перспективные мировые запасы углеводородов во многом связывают также с высоковязкой тяжелой нефтью. По разведанным запасам тяжелой нефти Россия занимает третье место в мире после Канады и Венесуэлы. Российские запасы тяжелой высоковязкой нефти оцениваются в 6–7 млрд т, 71,4% от общего объема залежей находятся в Волго-Уральском и Западно-Сибирском нефтегазоносных регионах. При этом в Приволжском и Уральском регионах содержится 60,4% от общероссийских запасов тяжелых и 70,8% вязких нефтей.

По разведанным запасам тяжелой нефти Россия занимает третье место в мире после Канады и Венесуэлы. Российские запасы тяжелой высоковязкой нефти оцениваются в 6–7 млрд т, 71,4% от общего объема залежей находятся в Волго-Уральском и Западно-Сибирском нефтегазоносных регионах.

Месторождения тяжелой нефти найдены в Татарстане, Удмуртии, Башкортостане, Самарской и Пермской областях. Однако для добычи нетрадиционных ресурсов требуются большие инвестиции и, что еще важнее, разработка и внедрение новых отечественных технологий, обеспечивающих кардинальное повышение степени и полноты извлечения нефти (КИН), снижение энергоемкости и издержек на добычу тяжелой нефти при максимальном использовании отечественного опыта, технологий и оборудования.

Исчерпание промышленных запасов традиционной нефти в основных нефтедобывающих регионах России (Западная Сибирь и Поволжье) ставят на повестку дня необходимость освоения и промышленной эксплуатации запасов тяжелой высоковязкой (битумной) и сланцевой нефти, а также других ресурсов трудноизвлекаемого углеводородного сырья. Все более острой перед нефтяной отраслью России становится и проблема эксплуатации традиционных нефтяных месторождений на поздней стадии отработки, поскольку обводненность продукции скважин во многих случаях превышает все допустимые пределы, а коэффициент извлечения нефти (КИН), по имеющимся данным, в целом по месторождениям оказывается ниже даже проектных (расчетных) величин, составляющих не более 0,5–0,6 [2]. Достаточно привести пример некогда крупнейшего Арланского нефтяного месторождения в Башкортостане [3–5], имевшего началь-

ные запасы 1,2 млрд т и введенного в эксплуатацию в 1958 году. За время эксплуатации этого месторождения было добыто 500,0 млн т нефти, и сегодня оно уже считается почти полностью выработанным, поскольку из-за высокой обводненности продукции скважин (95%) дальнейшая эксплуатация месторождения оказывается малорентабельной, притом что и фактический КИН на уровне 0,396 вряд ли достигнет проектной величины. К сожалению, как показывают многочисленные и уже длительно ведущиеся попытки промышленной добычи нефти из баженовской свиты в Западной Сибири, фактические величины КИН при этом с использованием в общем-то традиционных скважинных технологий освоения

полностью выработанным, поскольку из-за высокой обводненности продукции скважин (95%) дальнейшая эксплуатация месторождения оказывается малорентабельной, притом что и фактический КИН на уровне 0,396 вряд ли достигнет проектной величины. К сожалению, как показывают многочисленные и уже длительно ведущиеся попытки промышленной добычи нефти из баженовской свиты в Западной Сибири, фактические величины КИН при этом с использованием в общем-то традиционных скважинных технологий освоения



Таблица 1 – Принципиальные особенности (характеристики) прорывных технологий и подходов освоения и эксплуатации нефтяных месторождений

Вид (тип) основных свойств и характеристик	Формулировка и (или) содержательное описание предъявляемых требований и характерных свойств
1. Экологические	1.1. Отсутствие отрицательного техногенного воздействия на дневную поверхность (окружающую среду) действующих и вновь осваиваемых нефтедобывающих регионов страны. 1.2. Минимизация вредного экологического воздействия на продуктивные пласты и другие элементы подземного горного пространства при ведении подготовительных и добычных горных работ.
2. Физико-технические (техничко-технологические)	2.1. Универсальность – возможность применения единых (базовых) технологических схем (систем разработки нефтяных месторождений) при освоении и эксплуатации любых типов запасов и ресурсов нефти на всех этапах и стадиях эксплуатации месторождений. 2.2. Снижение общего объема бурения добывающих скважин (разбуривание месторождений), необходимого для полного и рентабельного освоения и эксплуатации нефтяных месторождений, областей и провинций. 2.3. «Совместимость» методов, способов и рабочих агентов воздействия на продуктивные пласты для стимуляции и повышения нефтеотдачи с фильтрационно-емкостными свойствами и характеристиками пластов коллекторов. 2.4. Маневренность – «ввод в действие», выход на номинальную мощность, остановка и консервация производства, переход на другой «продукт» и т.п. при изменении рыночной ситуации и экономической конъюнктуры. 2.5. Отсутствие климатической уязвимости производственной инфраструктуры, основных производственных зон, технологических объектов и рабочих мест. 2.6. Повышенная физическая защищенность и устойчивость производственной инфраструктуры в отношении форс-мажорных обстоятельств природного и (или) преднамеренного поражающего воздействия.
3. Экономические (коммерческие)	3.1. Обеспечение возможности кардинального повышения (исходя из теоретически возможных пределов) величин фактических КИН при требуемой интенсивности отработки месторождений. 3.2. Полнота и комплексность использования продукции скважин (добываемая жидкость, попутный нефтяной газ и т.д.), а также возможность освоения и эксплуатации других энергетических ресурсов, например, угольных пластов, имеющих в интервалах нефтегазоносности массивов горных пород. 3.3. Практически неограниченный срок службы (жизненный цикл) хозяйственного использования создаваемых основных фондов и инфраструктуры в нефтедобывающих регионах. 3.4. Корректная ранжируемость по традиционным и общепринятым критериям экономической эффективности, непротиворечивость имеющемуся производственно-технологическому опыту и основным тенденциям развития индустрии энергообеспечения и рационального природопользования.

и отработки продуктивных пластов и во все не превышают величин 7–10%.

Исходя из приведенных выше сообщений, можно сформулировать ряд следующих, на наш взгляд, критически важных особенностей и специфических требований, предъявляемых как к известным сегодня технологическим подходам и способам добычи нефти, определяющим потенциальные возможности совершенствования нефтедобычи в целом, так и, главное, пути поиска новых инновационных, будем говорить, прорывных технологий и подходов к освоению и эксплуатации традиционных нефтяных месторожде-

ний, а также перспективных ресурсов и запасов сланцевой и высоковязкой (тяжелой) нефти. Эти требования и характеристики (свойства) с известной долей условности вполне естественно группировать по трем основным категориям или группам, а именно: физико-технические (техничко-технологические), экологические и экономические, как это показано в табл. 1.

Сегодня, как известно, повышение эффективности добычи нефти даже на месторождениях с традиционными коллекторами связывают с применением дорогостоящих технологий горизонтального бурения скважин и гидравли-



ческого разрыва (ГРП) продуктивных пластов. Однако при освоении и эксплуатации нетрадиционных источников и ресурсов нефти, к которым, разумеется, относятся сланцевые нефтегазоносные залежи и месторождения высоковязкой (битумной) нефти, приходится сталкиваться со многими осложняющими факторами и обстоятельствами, которые серьезно затрудняют производство работ. В целом поэтому требуются большие усилия не только для наращивания объемов добычи нефти, но даже и для поддержания ее на достигнутых уровнях.

Прежде всего, это необходимость значительного увеличения объемов бурения как вследствие увеличения глубины залегания продуктивных пластов, так и из-за требующегося при этом существенного уплотнения сетки скважин для повышения интенсивности извлечения и нефтеотдачи пластов. Другим весомым фактором является необходимость проведения в процессе эксплуатации операций по многостадийному ГРП в добычных (горизонтальных) скважинах, что существенно сказывается на издержках производства. Дело в том, что сами технологии ГРП и их эффективность различаются свойствами и качеством рабочей (технологической) жидкости гидроразрыва и проппантов, закачиваемых в пласт с поверхности земли по скважинам для искусственного создания и закрепления в пласте трещин, протяженность которых определяется объемами закачки жидкости гидроразрыва и может иметь длину от 10–20 м при локальном характере ГРП, достигать 80–120 м при глубокопроникающем гидроразрыве, а при массивированном ГРП – доходить до 1000 м и более. Основное назначение жидкости гидроразрыва в этих способах – это передача с дневной поверхности на забой скважин (точнее, в зону гидроразрыва пласта) энергии, необходимой

для раскрытия трещины и транспортировки (продавливания) проппанта вдоль всей трещины. Применяемая жидкость гидроразрыва должна обладать свойствами деструкции (разложения) после обработки пласта, оказывать минимальное отрицательное воздействие на пласт при контакте с породой и пластовыми флюидами, а также удовлетворять другим важным технологическим требованиям. При этом гидроразрыв пласта необходимо применять как на добывающих, так и на нагнетательных скважинах, а в качестве рабочей жидкости гидроразрыва в настоящее время необходима в больших количествах пресная вода, что во многом предопределяет высокую стоимость этих работ и ограничивает область их широкого практического применения.

Однако при осуществлении многоступенчатых гидроразрывов продуктивного пласта (сланцевой залежи), находящегося на значительной глубине от дневной поверхности, откуда производится нагнетание под высоким давлением рабочей среды гидроразрыва, необходимы не только значительные объемы этой рабочей среды ГРП (например, воды), но и дорогостоящих и агрессивных химических добавок, воздействующих на пласт, которые циркулируют между дневной поверхностью и продуктивным пластом в процессе многоступенчатых гидравлических разрывов пласта. Все это приводит к высокой стоимости работ по многоступенчатому ГРП и выполнению физико-химических воздействий на пласт, необходимых для повышения интенсивности и величины нефтегазоотдачи пласта и добывающих скважин, а также приводит к повышенной опасности значительных утечек указанных веществ в окружающую среду (атмосфера, поверхностные и подземные воды, водоносные горизонты и



т.д.). К числу существенных недостатков известного способа добычи сланцевой нефти скважинами, которые бурятся непосредственно с поверхности над сланцевой залежью, в особенности из глубокозалегающих продуктивных пластов, относится также высокая неопределенность относительно результатов проведения многоступенчатых ГРП и интенсифицирующих физико-химических воздействий на пласт и добывающие скважины из-за большого разнообразия коллекторских свойств и характеристик проницаемости коллекторов в сланцевых залежах. Создание в таких условиях эффективной, достаточно устойчивой и длительно действующей дренирующей системы и геометрии гидроразрыва пласта является достаточно проблематичным и весьма затратным, а разработка типовых и общеприменимых схем и приемов для решения этой, можно сказать, центральной при добыче сланцевой нефти проблемы и вообще вряд ли возможна.

Более того, технологии водного ГРП (так называемый водный фрекинг) и водогазового воздействия на продуктивные пласты с глинистыми породами и вовсе, что называется, противопоказаны из-за их разбухания при контакте с водой и, следовательно, из-за ухудшения фильтрационно-емкостных свойств пластов коллекторов. Именно это принципиальное ограничение, по мнению многих специалистов, становится все более очевидным и выдвигается на первый план при освоении месторождений баженовской свиты.

Но все же, по-видимому, главным препятствием на пути широкого распространения по миру технологий добычи сланцевых углеводородов методом водного фрекинга является большая экологическая нагрузка на окружающую среду непосредственно на дневной по-

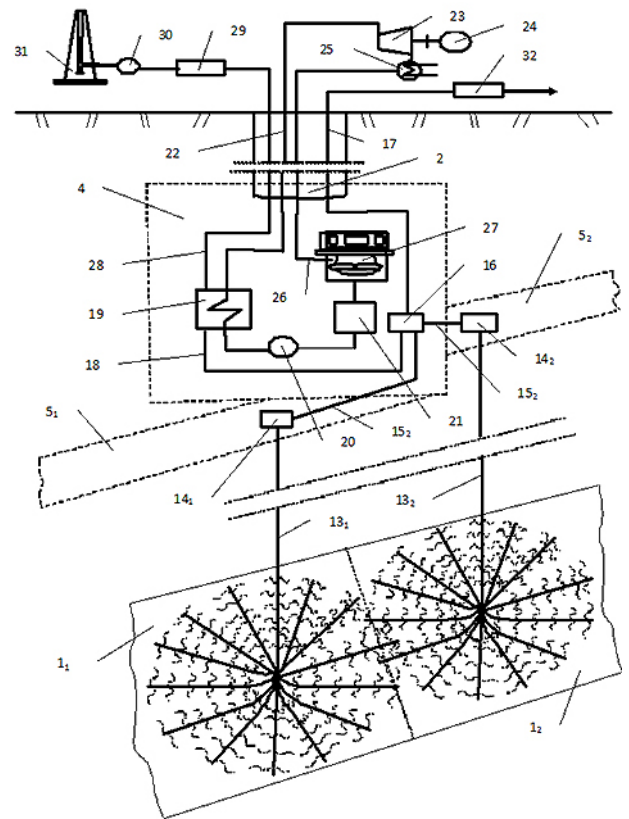


Рисунок 1 – Базовая технологическая схема шахтно-скважинных энерготехнологических комплексов добычи сланцевой нефти

верхности и в подземном пространстве над продуктивными пластами, возникающими при отработке продуктивных пластов скважинами, которые бурятся с поверхности.

Как показывают выполненные нами инициативные исследования, в наибольшей степени эти требования могут быть реализованы путем разработки и внедрения инновационных [6] шахтно-скважинных технологий освоения и эксплуатации запасов тяжелой высоковязкой (битумной) и сланцевой нефти, а также других ресурсов трудноизвлекаемого углеводородного сырья, интегрирующих в себе адекватным образом громадный опыт горношахтной отработки месторождений твердых полезных ископаемых и традиционные скважинные технологии добычи нефти. Вскры-



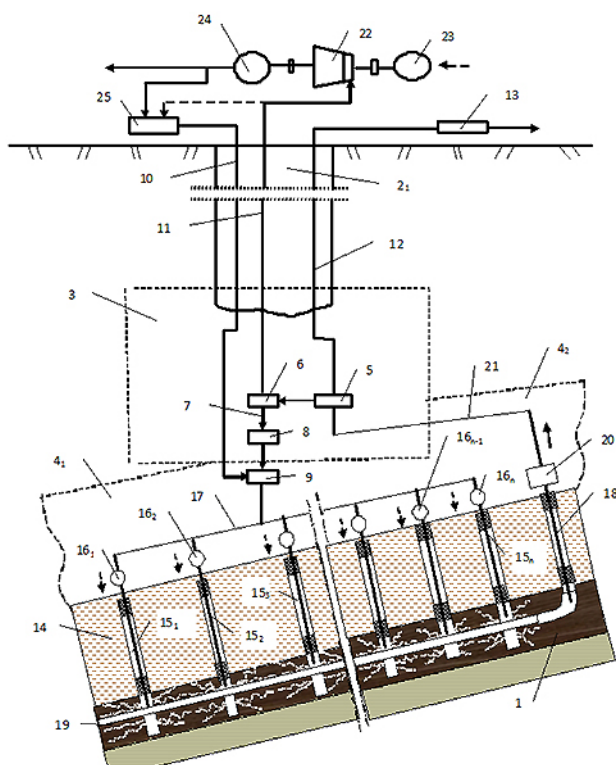


Рисунок 2 – Технологическая схема шахтно-скважинного энерготехнологического комплекса добычи сланцевой (трудноизвлекаемой) нефти с безводным гидроразрывом продуктивного пласта

тие и подготовка нефтегазосодержащих пластов и залежей к отработке при этом осуществляется шахтными стволами и подземными горно-подготовительными выработками, а добыча нефти ведется скважинными технологиями путем формирования высокоэффективных дренирующих систем и применением «щадящих» термогазожидкостных воздействий и обработки продуктивных пластов для обеспечения высокой интенсивности и полноты извлечения углеводородного сырья [7–11].

Одна из базовых технологических схем шахтно-скважинных энерготехнологических комплексов добычи сланцевой нефти представлена на рис. 1 и включает в себя: 1₁, 1₂ – выемочные (добычные) блоки сланцевой залежи; 2 – основной (главный) шахтный ствол технологического комплекса; 4 – гор-

ные выработки околоствольного двора; 5₁, 5₂ – основные подземные подготовительные выработки; 10₁, 10₂ – подземные бассейны (камеры) обратного отлива жидкости гидроразрыва; 14 – фонтанную арматуру и устьевое оборудование для эксплуатации добывающих скважин; 15₁, 15₂ – трубопроводы для сбора продукции добывающих скважин; 16 – подземное оборудование для сепарации (разгазирования) и предварительной очистки сланцевой нефти; 17 – стволовой нефтепровод сланцевой нефти; 18 – питающий газопровод сланцевого газа; 19 – подземный паровой котел; 20 – питающий водяной насос; 21 – подземный гидроаккумулирующий резервуар; 22 – стволовой термоизолированный паропровод; 23 – паровая турбина поверхностного паротурбинного отделения; 24 – электрический генератор; 25 – конденсатор отработанного пара; 26 – трубопровод стволового водосброса; 27 – подземный гидрогенератор; 28 – стволовой (отводящий) трубопровод дымовых газов; 29 – поверхностные очистные фильтры; 30 – дымосос; 31 – дымовую трубу; 32 – поверхностное оборудование (отделение) очистки и подготовки сланцевой нефти. Детальное описание работы этой базовой технологической схемы шахтно-скважинных энерготехнологических комплексов добычи нефти из глубокозалегающих нефтегазоносных сланцевых залежей (отложения баженовской свиты в Западной Сибири) изложено в [7, 8].

На рисунке 2 приведена технологическая схема шахтно-скважинного энерготехнологического комплекса добычи сланцевой (трудноизвлекаемой) нефти с так называемым безводным (газовым) гидроразрывом продуктивного пласта сланцевой нефтегазоносной залежи, что чрезвычайно важно, например, для освоения нефтяных месторождений



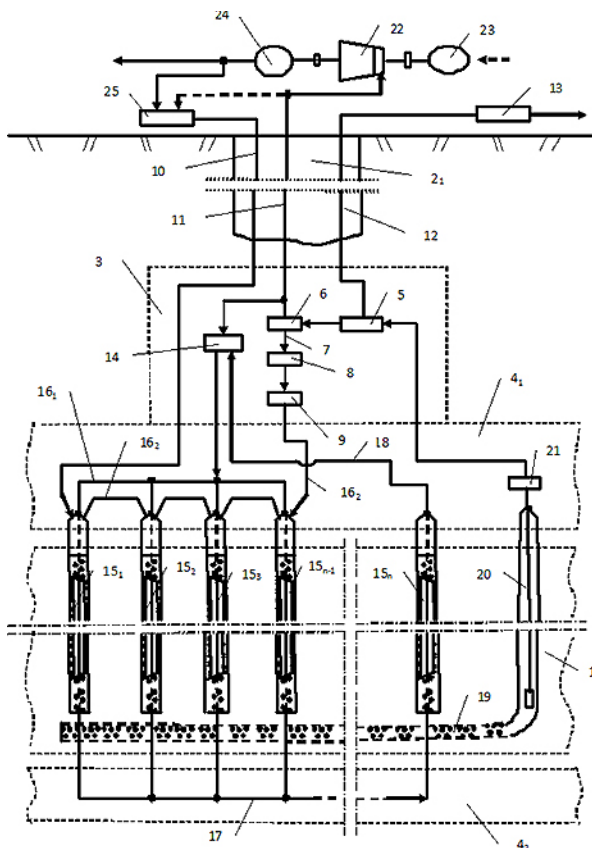


Рисунок 3 – Технологическая схема шахтно-скважинного энерготехнологического комплекса добычи трудноизвлекаемой (битумной) нефти из продуктивных пластов мощностью до 10–15 м

баженовской свиты в Западной Сибири. Здесь показаны: 1 – низкопроницаемый нефтегазоносный пласт (например, сланцевая залежь); 2₁ – главный шахтный ствол; 3 – шахтный околоствольный двор; 4₁, 4₂ – капитальные горно-подготовительные выработки; 5 – подземная установка сепарации сланцевой нефти; 6 – установка разделения (сепарации) попутного нефтяного газа (ПНГ) сланцевой нефти на сухой отбензиненный газ (СОГ) и широкую фракцию легких углеводородов (ШФЛУ или конденсат ПНГ); 7 – трубопровод; 8 – устройство сжижения пропанобутановой смеси – составляющей попутного сланцевого газа; 9 – устройство-коммутатор сжиженных газов; 10 – ствольной криогенный тру-

бопровод; 11 – ствольной метановый газопровод; 12 – ствольной нефтепровод; 13 – установка финальной подготовки нефти; 14 – массив горных пород, залегающих непосредственно над продуктивным пластом; 15₁–15_n – вертикальные нагнетательные скважины-шпуров малого диаметра; 16₁–16_n – вентильные устройства (вентили) на устьях вертикальных скважин-шпуров; 17 – распределительный трубопровод сжиженных газов; 18 – вертикальный участок ствола добывающей скважины; 19 – горизонтальный участок ствола добывающей скважины; 20 – фонтанная арматура и устьевое оборудование добывающей скважины; 21 – выкидной трубопровод «сырой» нефти; 22 – газовая турбина; 23 – воздушный компрессор; 24 – электрический генератор; 25 – установка производства – источник низкокипящего сжиженного газа азота и (или) метана. Детальное описание работы, области и условий рационального применения этой технологической схемы приведены в [9].

Принципиальная технологическая схема шахтно-скважинного энергокомплекса для отработки (добычи) запасов высоковязкой (битумной) нефти из продуктивных пластов мощностью до 10–15 м представлена на рис. 3 [10]. Характерным отличием данной технологической схемы в целом является подготовка («нарезание») в ней выемочно-добычных столбов с помощью двух горно-подготовительных выработок и использование в ней комбинированного термогазожидкостного воздействия на продуктивный пласт путем формирования в нем системы нагнетательно-нагревательных скважин.

Данная технологическая схема включает в себя следующие объекты, оборудование и устройства: 1 – нефтенасыщенную толщу нефти повышенной



вязкости основных и промежуточных продуктивных пластов; 2₁ – главный шахтный ствол; 3 – шахтный околоствольный двор; 4₁, 4₂ – капитальные и участковые горно-подготовительные выработки соответственно; 5 – подземную установку сепарации нефти; 6 – установку разделения (сепарации) попутного нефтяного газа (ПНГ) нефти на сухой отбензиненный газ (СОГ) и широкую фракцию легких углеводородов (ШФЛУ или конденсат ПНГ); 7 – трубопровод; 8 – устройство сжижения пропанобутановой смеси – составляющей попутного нефтяного газа; 9 – устройство нагнетания (подачи) сжиженных углеводородных газов; 10 – стволовой криогенный трубопровод; 11 – стволовой метановый газопровод; 12 – стволовой нефтепровод; 13 – установку финальной подготовки нефти; 14 – устройство (источник) нагревания и циркуляции теплонесущей текучей среды в продуктивном пласте нефти повышенной вязкости; 15₁-15_{n-1} – нагнетательно-нагревательные скважины системы циркуляции (циркуляционного контура) теплонесущей текучей среды; 15_n – скважину обратного потока теплонесущей текучей среды циркуляционного контура; 16₁ – питающий (распределительный) трубопровод теплонесущей текучей среды циркуляционного контура; 16₂ – питающий (нагнетательный) трубопровод сжиженной пропанобутановой смеси; 17 – сборный трубопроводный коллектор обратного потока теплонесущей текучей среды циркуляционного контура; 18 – трубопровод обратного потока теплонесущей текучей среды циркуляционного контура; 19 – горизонтальный участок ствола добывающей скважины; 20 – вертикальный участок ствола добывающей скважины; 21 – фонтанную арматуру и устьевое оборудование добывающей скважины с выкидным трубопроводом «сырой» неф-

ти; 22 – газовую турбину; 23 – воздушный компрессор; 24 – электрический генератор; 25 – установку производства (источник) низкипящего сжиженного газа азота и (или) метана.

Работа энерготехнологического комплекса вкратце сводится к следующему. В установке сепарации сырой нефти 5 производится разгазирование нефти, т.е. производится извлечение попутного нефтяного газа (ПНГ), который в установке 6, разделяется (сепарируется) на сухой отбензиненный газ (СОГ) – газ метан (в основном) и пропанобутановую смесь, которая после сжижения в установке 9 нагнетается (подается) по распределительному трубопроводу 16₂ в кольцевые зазоры между обсадными трубами и трубчатыми звеньями-теплообменниками циркуляционной системы в нагнетательно-нагревательных

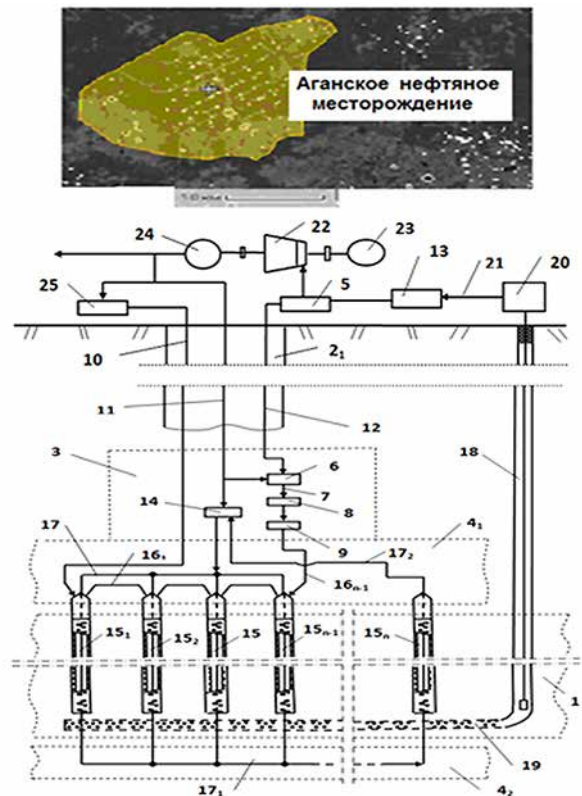


Рисунок 4 – Технологическая схема шахтно-скважинной отработки традиционного нефтяного месторождения на поздней стадии эксплуатации



скважинах $15_1 \dots 15_{n-1}$. В результате как бы принудительной (под воздействием высокой температуры циркулирующей теплоносящей текущей среды) регазификации сжиженной пропанобутановой смеси в продуктивном пласте (точнее, в нагнетательно-нагревательных скважинах $15_1 \dots 15_{n-1}$ происходит преобразование ее в газообразное состояние, давление газа возрастает, и по мере нагнетания пропанобутановой смеси в нагнетательно-нагревательные скважины в верхней части продуктивного пласта формируется как бы газовая шапка, стимулирующая продвижение и гравитационное сепарирование битумной нефти к горизонтальному участку 19 добывающей скважины. Не менее важно и то, что нагнетание углеводородных газов в нефть, как известно, само по себе приводит к снижению ее вязкости и, следовательно, служит одновременно и мощным средством повышения нефтеотдачи продуктивного пласта за счет физико-химического взаимодействия углеводородных соединений на межмолекулярном уровне.

Другими словами, путем теплового воздействия на продуктивный пласт, передаваемого с помощью такого рабочего агента (рабочего тела), как пропанобутановая смесь, который легко выводится из пласта без какой-либо отрицательной деструкции в процессе добычи (извлечения) нефти и снова после его сепарации из добытой нефти, сжижения и аккумуляирования внутри себя при этом внешней энергии, вводимой и передаваемой затем в пласт после регазификации для поддержания пластового давления, обеспечивается искусственное формирование и поддержание в пласте широко известных и повсеместно используемых в практике добычи нефти из традиционных проницаемых коллекторов режимов работы нефтяно-

го пласта-коллектора, называемых режимами газовой шапки и растворенного газа. При этом, поскольку этот рабочий агент (пропанобутановая смесь) теоретически не расходуется и не теряется в процессе добычи нефти, за исключением, конечно, каких-то «негерметичностей» в элементах нагнетательно-нагревательной и циркуляционной системы в продуктивном пласте и выемочно-добычных столбов в целом, появляется теоретическая возможность достижения полноты извлечения нефти из выемочного столба (КИН), близкой к гипотетически возможной величине (КИН = 1 при полном извлечении углеводородов из продуктивного пласта) при одновременном обеспечении максимальной «совместимости» воздействующего рабочего агента с фильтрационно-емкостными свойствами пласта-коллектора.

Как уже отмечалось ранее, прорывная инновационная технология добычи трудноизвлекаемой нефти как бы естественным образом должна обеспечивать возможность эффективного ее применения и при эксплуатации традиционных нефтяных месторождений на поздней стадии их отработки. В частности, при этом должна иметься возможность дальнейшего использования существующего фонда нефтяных скважин, дающих как бы вторую жизнь уже «отработанным» месторождениям. В рамках шахтно-скважинных технологий эта задача решается (в частности) по схеме, представленной на рис. 4 [11].

Как известно, основные достижения существующей чисто скважинной технологии добычи нефти (и в первую очередь освоения ресурсов сланцевой нефти) связывают с технологиями горизонтального бурения и гидроразрыва продуктивных пластов, хотя так называемое горизонтальное бурение нефтяных скважин даже с дневной поверхности



является дорогостоящим и технологически достаточно сложным. Поэтому в рамках предлагаемых инновационных шахтно-скважинных технологий возможны и такие варианты конкретного их осуществления, при которых и добывающие, и нагнетательно-стимулирующие скважины дренажной системы бурятся рядами из подземных горно-подготовительных выработок только с вертикальными стволами, т.е. с самой простой (обычной) траекторией. При этом для снижения объема буровых работ конструктивно нагнетательно-стимулирующие скважины 15_1-15_n и добычные скважины 18 могут быть совмещенными и использоваться по мере необходимости в том или другом режиме работы соответственно. Кроме того, для снижения объема горнопроходческих работ по проведению подготовительных выработок путем увеличения ширины выемочно-добычных скважинных блоков бурение рядами добывающих скважин может также осуществляться с использованием и горизонтальных участков ствола, встречно направленных друг к другу из смежных подготовительных выработок.

Предлагаемые шахтно-скважинные технологии добычи трудноизвлекаемой нефти и технологические комплексы оборудования для их осуществления являются достаточно универсальными и могут эффективно использоваться также для обработки сложно построенных нефтегазовых месторождений, таких, например, как Ван-Еганское нефтяное месторождение в Западной Сибири, в этаже нефтегазоности которого на различной глубине имеются продуктивные пласты высоковязкой (тяжелой) нефти, а также пласты средней вязкости, пласты легкой нефти и другие осложняющие факторы. При этом особый интерес, как только что было показано, предлагаемые шахтно-скважинные тех-

нологии представляют и для обработки месторождений нефти с обычными (традиционными) коллекторами, отработавшимися методами заводнения и вошедшими в позднюю стадию эксплуатации, поскольку, с одной стороны, дальнейшая их эксплуатация становится нерентабельной из-за высокой обводненности продукции скважин, а, с другой стороны, имеющаяся на них нефтепромысловая инфраструктура может быть эффективно задействована и при переходе как бы на повторную обработку месторождения, что дает возможность существенно снизить первоначальные капитальные затраты на реализацию самих шахтно-скважинных технологий.

В заключение следует указать, что рациональное сочетание (соединение) громадного опыта, принципиальных отличий, технологических возможностей и уже имеющегося отечественного отработанного оборудования для подземной шахтной обработки пластовых месторождений (горнопроходческие машины и комплексы, буровое, дегазационное оборудование и т.д.) с достижениями современной скважинной технологии добычи нефти и газа позволит решить и такую актуальнейшую для российской экономики проблему, как импортозамещение. Вместе с тем для реализации большого потенциала конкурентных преимуществ и возможностей инновационных шахтно-скважинных технологий добычи углеводородного сырья требуются не только реальные практические шаги по их разработке и внедрению, но и серьезные планы по формированию и реализации на этой основе эффективной государственной политики в области недропользования при освоении и обработке запасов углеводородного сырья и рационального природопользования в целом. ■



ЛИТЕРАТУРА

1. Дмитриевский А.Н. Актуальное интервью: Миссию редакционного совета я вижу в обеспечении синергетического эффекта от объединения усилий ученых, специалистов и производителей с целью повышения эффективности нефтегазодобычи в стране//Технологии добычи и использования углеводородов: электронный журнал. – № 1 (1). – 2013. URL: <http://tp-ning.ru/>.
2. Назарова Л.Н. Обоснование ограничений на расчетные конечные значения коэффициента извлечения нефти при применении заводнения// Территория нефтегаз. – № 3. – 2015.
3. Баймухаметов К.С., Гайнуллин К.Х. Арланскому нефтяному месторождению 50 лет//Нефтяное хозяйство. – № 7. – 2005.
4. Князев В.И. Обоснование выбора эффективных систем разработки каширо-подольских отложений Арланского месторождения: автореф. дис. – Уфа, 2006.
5. Саакян М.И. Условия залегания продуктивных пластов терригенной толщи ниже-каменноугольных отложений на примере Арланского месторождения на основе автоматизированной корреляции разрезов скважин: автореф. дис. – Москва, 2010.
6. Халимов Э.М. Инновационное развитие технологии разработки нефтяных месторождений//Нефтегазовая технология. Теория и практика. – Т. 3, № 18. – 2008.
7. Ильюша А.В. и др. Способ разработки сланцевых нефтегазосодержащих залежей и технологический комплекс оборудования для его осуществления//Патент РФ № 2547847 от 20.02.2014. Патентообладатель – ФГБОУ ВПО «Государственный университет управления» (ГУУ).
8. Афанасьев В.Я. и др. Инновационные шахтно-скважинные технологии освоения и эксплуатации запасов сланцевой нефти Западной Сибири Поволжья//Технологии добычи и использования углеводородов: электронный журнал. – № 1 (5). – 2015. URL: <http://tp-ning.ru/>.
9. Ильюша А.В. и др. Способ шахтно-скважинной добычи сланцевой (трудноизвлекаемой) нефти и технологический комплекс оборудования для его осуществления//Заявка на выдачу патента РФ № 2015102013 от 23.01.2015. – Заявитель – ФГБОУ ВПО «Государственный университет управления» (ГУУ).
10. Ильюша А.В. и др. Способ шахтно-скважинной добычи трудноизвлекаемой (битумной) нефти и технологический комплекс оборудования для его осуществления//Заявка на выдачу патента РФ № 2015106657 от 27.02.2015. – Заявитель – ФГБОУ ВПО «Государственный университет управления» (ГУУ).
11. Ильюша А.В. и др. Способ шахтно-скважинной добычи трудноизвлекаемой нефти и технологический комплекс оборудования для его осуществления//Заявка на выдачу патента РФ № 2015117944 от 14.05.2015. – Заявитель – ФГБОУ ВПО «Государственный университет управления» (ГУУ).