

ГОРЯЧАЯ НЕФТЬ ЯРЕГИ

ТЕХНОЛОГИЯ По прогнозам, объемы добычи нефти на Ярегском месторождении в 2017 году возрастут почти до 2 млн т в год, еще через несколько лет достигнут 3,5 млн т. «Транснефть» готова принять увеличенные объемы уникальной нефти

Текст: **Вадим Оноприук,**
Дмитрий Голиков

Ярегскую нефть – редкую, очень сложную для транспортировки – принимает в трубопроводную систему АО «Транснефть – Север». Поступает она в нефтепровод Уса – Ухта – Ярославль. До сих пор объемы ее перекачки были небольшими – около 500 тыс. т в год. Но теперь добыча вырастет, а это значит, что необходимо модернизировать объекты нефте-

провода и увеличить его пропускную способность. На НПС «Ухта-1» планируется построить пункт приема и смешения нефти Ярегского месторождения. Специалисты АО «Гипротрубопровод» приступили к разработке проектной документации.

КЛАСС HEAVY

Ярегская нефть относится к ряду тяжелых, ее еще называют сверхтяжелой. Она практически не содержит парафинов, но при этом обладает повышенным содержа-

нием смол и высокой вязкостью. Это осложняет как ее добычу, так и транспортировку. Ярегское месторождение – единственное в России, где нефть добывают термощахтным способом. Разогретая паром, она стекает в шахту, откуда поднимается на поверхность насосами. Температура нефти при этом 20–30 °С. На поверхности она остывает, вязкость увеличивается, и транспортировать ее по трубопроводам на большие расстояния без спецмероприятий невозможно.



Свойства ярегской нефти позволяют получать из нее продукты, которые используют в радиотехнической, авиационной и космической промышленности. Это сверхтяжелая нефть. Она практически не содержит парафинов, но при этом в ней 50% смол. Температура застывания нефти – 10 °С. Ее вязкость в сотни раз превышает привычные для нефтяников значения

ОТ СКВАЖИН К ШАХТАМ

Ярегское месторождение расположено в Ухто-Ижемском нефтегазоносном районе Тимано-Печорского бассейна (Республика Коми) и получило свое название в честь реки Яреги – притока Печоры.

Разрабатывать месторождение начали в 1930-х годах. Залегает нефть на глубинах от 130 до 300 м в кварцевых песчаниках, образуя сводовую залежь. Изначально ее добывали обычным скважинным и уклонно-скважинным методом, откачивая насосами с верхних горизонтов. Но из-за особых свойств нефти приходилось бурить множество скважин, наращивать объемы горных работ, расширять территории добычи, что в конечном итоге сделало производство убыточным. В 1972 году советские нефтяники впервые в мире примени-

ли в промышленных масштабах термошахтный способ добычи. Суть метода заключается в том, что снижение вязкости и повышение текучести нефти достигается за счет разогрева пласта с помощью теплоносителя – насыщенного водяного пара.

В настоящее время в мире на похожих месторождениях эксплуатируются три системы термошахтной разработки: двухгоризонтная, одногоризонтная и подземно-поверхностная. С 2012 года на ярегских промыслах применяется технология парогравитационного воздействия с применением двух горизонтальных скважин. Ее принципы разработаны в Канаде, в мировой практике она носит название SAGD (Steam Assisted Gravity Drainage), или метод термогравитационного дренирования пласта.

– Раньше мы получали небольшие объемы этой вязкой нефти в смеси с легкими углеводородами Тэбукского месторождения, – рассказывает главный технолог АО «Гипротрубопровод» Леонид Беккер. – Ее дополнительно смешивали с усинской нефтью и в результате добивались необходимого состава, который можно было перекачивать по магистральным трубопроводам. Теперь мы ожидаем поступления в резервуарный парк НПС «Ухта-1» гораздо большего количества ярегской нефти в чистом виде. Чтобы ее принимать, смешивать и транспортировать, нужна основательная технологическая реконструкция объектов станции.

Проект реконструкции НПС «Ухта-1» предусматривает строительство пункта подогрева нефти, трех дополнительных резервуаров, предназначенных специально для ярегских углеводородов, подпорной насосной для подачи нефти из этих резервуаров на узел смешения, фильтров-грязеуловителей и других объектов.

– Нефть Ярегского месторождения в чистом виде поступит в резервуары, специально оборудованные теплоизоляцией и системой подогрева для

поддержания температуры не ниже +50 °С, – поясняет Леонид Беккер. – Далее она должна будет подаваться в пункт смешения (при помощи винтовых насосов, которые необходимо здесь использовать из-за ее высокой вязкости), где соединится с усинской нефтью, которая поступит туда через специально построенный пункт подогрева. Транспортировать смесь будут по нефтепроводу при температуре не выше +40 °С.

СЛОЖНАЯ НЕФТЬ

По проекту пункт подогрева нефти (ППН) состоит из пяти теплообменников. Каждый из них – это система труб небольшого диаметра, укрепленная в цилиндрическом кожухе. Внутри греющих трубок движется теплоноситель, в межтрубном пространстве – нагреваемая нефть. В качестве теплоносителя используется водный раствор диэтиленгликоля. Для удобства эксплуатации системы предусматривается установка разборных теплообменников, что значительно упрощает процедуру их ремонта.

– Для пункта подогрева нефти установят отдельную котельную, – рассказывает Александр Малин-





ОПЫТ ЕСТЬ

Нефтепровод Уса – Ухта – Ярославль уже реконструировался для увеличения пропускной способности в 2005–2006 годах. В Коми-Печорском регионе добывается тяжелая нефть с большим содержанием парафинов, и поначалу для ее транспортировки использовались депрессорные присадки. Проект модернизации, разработанный в «Гипротрубопроводе», не только повысил производительность нефтепровода, но и усовершенствовал технологию транспортировки тяжелой нефти.

На НПС «Чикшино» был построен первый в системе «Транснефти» пункт подогрева нефти (ППН), что позволило сократить количество дополнительно вводимых в строй НПС. Благодаря новой на тот момент технологии вместо планируемых четырех дополнительных станций на нефтепроводе были построены две – «Печора» и «Таежная», это существенно снизило затраты на реконструкцию.

Конструкция первого ППН предусматривала работу через теплообменники, а не через печи прямого нагрева, что повышало безопасность. Это техническое решение позволило даже зимой доставлять в Ухту тяжелую нефть, причем ее температура не опускалась ниже +17°C. После реконструкции производительность нефтепровода на участке Уса – Ухта превысила 24 млн т в год.



ский, директор проекта. – В ее функции входит подача теплоносителя для ППН, обогрев резервуаров с резервным топливом для котельных и емкости для сбора утечек и дренажа. Еще одна аналогичная котельная меньшей мощности предусмотрена для обогрева трех товарных резервуаров с ярегской нефтью, резервуара аварийного запаса топлива и некоторых других объектов, связанных с бытовыми нуждами НПС.

Котельные будут работать на природном газе, но в качестве резервного варианта можно будет использовать нефть или дизельное топливо. Специалистами АО «Гипротрубопровод» продумана защита нефти от перегрева.

Разработанные проектировщиками технологические решения, которые применяют на НПС «Ухта-1», позволят осуществлять непрерывный прием нефти Ярегского месторождения как в режиме работы нефтепровода, так и при его остановке и последующем запуске.

Также на станции смонтируют три блока измерения показателей каче-

ства нефти (БИК). Они будут в автоматическом режиме непрерывно определять основные параметры нефти: текущую плотность, кинематическую вязкость, температуру, влагосодержание, расход и др.

– Работать с ярегской нефтью сложно, поэтому еще на стадии проекта мы постарались предусмотреть все сложности и нестандартные ситуации, возможные при ее приеме и транспортировке, – резюмирует заместитель главного инженера АО «Гипротрубопровод» Георгий Матвеев. – Наши инженеры имеют большой опыт, и они сделали все от них зависящее для надежной и безопасной эксплуатации объектов НПС «Ухта-1» и нефтепровода Уса – Ухта – Ярославль.

Реконструкция НПС «Ухта-1» должна завершиться в 2017 году. После окончания работ магистральные трубопроводы ПАО «Транснефть» смогут принять все запланированные нефтяниками объемы тяжелых ярегских углеводородов для их дальнейшей поставки потребителям – на НПЗ и в нефтеналивные терминалы. ■