



ЮРИЙ ВАЖЕНИН: «НУЖНА НЕ ПАЛОЧКА- ВЫРУЧАЛОЧКА, А ТЕХНОЛОГИИ ЗАВТРАШНЕГО ДНЯ!»

Развитие отечественного нефтегазового комплекса требует дальнейшего наращивания объемов бурения – как разведочного, так и эксплуатационного. Но тут отрасль сразу сталкивается с рядом проблем. Они обусловлены как необходимостью обеспечения экологической безопасности буровых работ, так и потребностью в передовых высоких технологиях. Выход в новые регионы деятельности с суровыми климатическими условиями требует нового бурового оборудования и совершенствования методов бурения. Причем здесь важно не полагаться на импортные образцы, а наладить производство собственной российской техники. Как решить весь этот спектр проблем? Об этом НГВ беседует с сенатором Российской Федерации, членом Комитета Совета Федерации по экономической политике Юрием ВАЖЕНИНЫМ.

НГВ: Юрий Иванович, в марте на круглом столе в Совете Федерации Вы предложили законодательно закрепить обязательное использование технологических инноваций в энергетике с целью предотвращения экологических катастроф. О каких конкретно технологиях идет речь? Разрабатывается ли уже законопроект или какая-нибудь программа действий по их внедрению?

Ю.Важенин: Нормативную правовую основу мероприятий, реализуемых в России в области экологии, составляет Стратегия экологической безопасности РФ на период до 2025 года, утвержденная Указом Президента РФ от 19 апреля 2017 года №176, Основы государственной политики в области экологического развития РФ на период до 2030 года, утвержденные Президентом 30 апреля 2012 года, и целый ряд постановлений, регламентов и рекомендаций со стороны компетентных органов и структур.

Огромный ущерб экологии наносят, например, разливы нефти и нефтепродуктов, негативно воздействующие на окружающую среду в районах добычи нефти, транспортировки, перевалки и хранения нефти и нефтепродуктов, особенно в Арктической зоне Российской Федерации, как это

произошло 29 мая 2020 года при разгерметизации бака с дизельным топливом на ТЭЦ-3 в районе Норильска.

Существенно снизить риск возникновения аварий с протечками нефти и нефтепродуктов при транспортировке можно за счет повсеместного применения оперативной внутритрубной дефектоскопии и обеспечения непрерывного контроля за наличием протечек трубопроводов. Причем важно, чтобы наличие соответствующих средств диагностики и регламенты проведения процедур контроля и диагностики были нормативно закреплены в документах по проектированию и эксплуатации нефте- и продуктопроводов.

НГВ: Какие меры входят или могли бы входить в такую государственную программу: штрафы, ограничения, субсидии?

Ю.Важенин: Решение экологической проблемы включает и совершенствование законодательства в области охраны окружающей среды и природопользования, и создание институциональной системы обеспечения экологической безопасности, и внедрение инновационных и экологически чистых технологий, и развитие экологически безопасных производств.

Масштабы задач показывают, что их решение не может быть осуществлено посредством форсированной разработки отдельных законопроектов или программ, устанавливающих те или иные ограничения и штрафы. Необходимо ориентироваться на цели и приоритеты социально-экономического развития страны в целом.

НГВ: *Сейчас в нефтегазовой отрасли идет активное внедрение IT-технологий. В частности, цифрового бурения. Это перспективная технология, имеющая как экономический, так и экологический эффект. Справедливо ли говорить, что данная технология может стать некой «палочкой-выручалочкой», выходом для российских нефтегазовых компаний в условиях глобального энергоперехода?*

Ю.Важенин: Информационные технологии и, в частности, технологии цифрового бурения нельзя рассматривать в качестве, как Вы назвали, «палочки-выручалочки». Цифровое бурение – это одна из составных частей цифровизации ТЭК. Современное бурение – это самый сложный технологический процесс, включающий анализ больших данных.

Речь идет не только о повышении результативности бурения, но и об эффективной работе сложного комплекса, объединяющего интеллект, огромные объемы разнородной информации, прогнозирование (создание цифровых двойников), технические (в том числе роботизированные) механизмы, программное обеспечение, выработку наилучших решений и организационные мероприятия. Цифровые инструменты могут и должны использоваться на всех этапах строительства скважин. Цифровые двойники и программные продукты обеспечивают рациональную проводку скважин,кратно уменьшают риски осложнений и возникновения аварийных ситуаций в процессе бурения и заканчивания скважин, снижают риски человеческого фактора. Повышается безопасность всех производственных процессов и обеспечиваются необходимые экологические требования. Это не «палочка-выручалочка», а технология сегодняшнего и завтрашнего дня!

Важно, чтобы наличие соответствующих средств диагностики и регламенты проведения процедур контроля и диагностики были нормативно закреплены в документах по проектированию и эксплуатации нефте- и продуктопроводов

НГВ: *Сейчас из ведущих российских игроков разработки решений по цифровому бурению занимается лишь «Газпром нефть». Что на Ваш взгляд сдерживает повсеместное внедрение данной технологии в российском нефтегазе?*

Ю.Важенин: Разработкой решений по цифровому бурению, цифровизации эксплуатации скважин и в целом цифровой трансформации в России занимается не только ПАО «Газпром нефть». Правильнее сказать, что эта компания – лидер в цифровизации бурения. Можно отметить опыт ПАО «ЛУКОЙЛ», которое моделирует геологические разрезы с

прогнозом локализации залежей углеводородов – это базовая информация для проектирования и последующей проводки скважин.

Информационные технологии и, в частности, технологии цифрового бурения нельзя рассматривать в качестве «палочки-выручалочки». Цифровое бурение – это одна из составных частей цифровизации ТЭК

В ПАО «Татнефть» в 2016 году был создан центр геолого-технических мероприятий и моделирования – для оптимального проектирования разведки и разработки геологических объектов, точной оценки аккумулированных в них запасов. Все эксплуатационные скважины, пробуренные в 2017-2018 годах, были снабжены моделями с расчетом прогнозных показателей работы. А в 2021 году мониторинг добычи сверхвязкой нефти на объектах «Татнефти» перешел на роботизированный контроль. Нельзя не упомянуть академические структуры, например ФГБУН «Институт проблем нефти и газа» РАН, завершивший тему «Разработка высокопроизводительной автоматизированной системы предотвращения осложнений и аварийных ситуаций в процессе строи-

Масштабы задач показывают, что их решение не может быть осуществлено посредством форсированной разработки отдельных законопроектов или программ, устанавливающих те или иные ограничения и штрафы

тельства нефтяных и газовых скважин на основе постоянно действующих геолого-технологических моделей месторождений с применением технологий искусственного интеллекта и индустриального блокчейна для снижения рисков проведения геолого-разведочных работ, в том числе на шельфовых проектах». Эта работа была выполнена по гранту Министерства науки и высшего образования Российской Федерации. Но следует еще раз подчеркнуть, что лидером в разработке и поступательном внедрении цифрового бурения в России в настоящее время является ПАО «Газпром нефть».

Неправильно также ставить вопрос о «сдерживании» повсеместного внедрения цифровых технологий в бурении в России. Эти технологии найдут развитие и применение в соответствии с потребностями добывающих компаний.

НГВ: *В настоящее время сохраняется зависимость отечественных компаний от импортного оборудования. Его доля в российском нефтегазовом секторе составляет до 60%. Какая ситуация складывается в сфере импортозамещения бурового оборудования?*

Ю.Важенин: Доля зависимости отечественных компаний нефтегазового сектора от поставок импортного оборуду-



дования действительно составляла порядка 60% в 2014 году. В 2020 году, по данным консалтинговой компании Vugon Consulting, она снизилась до 43%. Но надо понимать, что эти цифры являются обобщенными по нефтегазовой отрасли в целом. Среди проблемных областей импортозамещения остается флот ГРП (гидравлического разрыва пласта), ГДК (гидродинамического каротажа), роторных управляемых машин и др. Буровые установки и оборудование, применяемые на суше, не относятся к критической категории. Их производством успешно занимается, например, АО «Урал-Сибирская промышленная компания». Выпускаемые этим предприятием установки в блочно-модульном исполнении с частотно-регулируемыми приводами, предназначенные для кустового и стационарного бурения, имеют нагрузку на крюке от 225 до 450 тонн, что обеспечивает глубину бурения до 7200 метров.

Потребность в действующих поисково-разведочных платформах в условиях Арктического шельфа еще долгое время будет измеряться первыми единицами

Еще один крупнейший производитель – ООО «Уралмаш НГО Холдинг», выпускающий стационарные буровые установки грузоподъемностью от 320 до 600 тонн, рассчитанные на глубину бурения от 5000 до 8000 метров. Например, для реализации проекта «Ямал СПГ» (оператор – ПАО «НОВАТЭК») на «Уралмаше» специально были разработаны и изготовлены буровые установки БУ 6000/400 ЭК-БМЧ «Арктика», предназначенные для работы в экстремальных природно-климатических условиях Ямала. Многими предприятиями изготавливаются и поставляются оборудование, комплектующие, вспомогательные средства и т.д.

Конечно, нельзя не отметить, что отдельные элементы, узлы и системы для буровых установок закупаются за рубежом. Но в современной глобальной экономике не всегда целесообразно все производить только на своих мощностях. Необходима кооперация, в том числе и международная. В целом же вопрос приобретения буровой техники для нефтегазовой отрасли заключается не в отсутствии отечественной продукции, а в приоритетах хозяйствующих субъектов.

Лидером в разработке и поступательном внедрении цифрового бурения в России в настоящее время является ПАО «Газпром нефть»

НГВ: *Вопрос с импортозамещением особенно важен в связи с освоением Арктики, которое является стратегическим направлением для России. По оценкам независимых экспертов, доля зарубежного оборудования, предназначенного для шельфового бурения, в российской нефтегазовой отрасли доходит до 100%. Так ли это?*

Ю.Важенин: Отрицать существование проблемы бурения на российском шельфе Арктики нельзя. В последние годы в этом регионе действуют только две буровые установки, принадлежащие ООО «Газпром флот»: самоподъемная плавучая буровая установка «Амазон», построенная в 1982 году в Норвегии, и «Арктическая», сданная в эксплуатацию в апреле 2014 года и предназначенная для бурения до 12 разведочных и эксплуатационных скважин на нефть и газ на глубину до 6500 метров при глубине моря от 7 до 100 метров. На «Арктической» платформе 70% оборудования – российского производства, а 30% – зарубежного, в том числе буровой комплекс и краны.

В оперативном управлении ООО «Газпром флот» также находятся две полупогружные плавучие буровые установки проекта Moss Maritime CS 50 Mk II: «Полярная звезда» (начало эксплуатации – 2012 год) и однотипная с ней «Северное сияние» (запущена в 2013 году). Они оснащены современным комплексом технологического и бурового оборудования и способны проводить разведочное и эксплуатационное бурение нефтяных и газовых скважин глубиной до 7500 метров при глубинах моря от 70 до 500 метров. Основной район их использования – Охотское море, Сахалинский шельф. При их создании был задействован Выборгский судостроительный завод, но российский вклад касался в основном строительства нижнего основания установки. Двигатели для нее произведены в США, а большая часть работ – строительство верхнего строения – была выполнена в Южной Корее, на заводе Samsung Heavy Industries в г.Кодже.

В качестве исторической справки нельзя не упомянуть самоподъемную буровую установку «Мурманская», принадлежащую АО «Арктикоморнефтегазразведка». Эта организация в 2019 году отметила свое 40-летие. Именно это предприятие, созданное для выполнения работ по поиску, разведке и разработке нефтяных и газовых месторождений на шельфе арктических морей России, пробурило 33 скважины

в Баренцевом море, 19 скважин в Печорском море, две скважины в Обской губе, четыре скважины в Карском море и одну скважину в Балтийском море. Проведенными буровыми работами открыто 15 нефтяных, газовых, газоконденсатных и нефтегазовых месторождений, на учет государства поставлены запасы углеводородного сырья в количестве 6,8 млрд тонн нефтяного эквивалента. Впервые в арктических условиях России в 1987 году предприятием начата промышленная добыча нефти на о. Колгуев.

Доля зависимости отечественных компаний нефтегазового сектора от поставок импортного оборудования действительно составляла порядка 60% в 2014 году. В 2020 году она снизилась до 43%

Буровая установка «Мурманская» была построенная на Выборгском судостроительном заводе в 1991 году и рассчитана на бурение до 6000 метров при глубине моря от 12 до 100 метров. С 2009 года она покинула Арктику и приступила к ведению буровых работ на шельфе Вьетнама.

Ну и, конечно, несколько слов надо сказать о легендарной буровой платформе гравитационного типа – «Приразломной», эксплуатируемой ООО «Газпром нефть шельф» (дочернее общество ПАО «Газпром нефть»). Эта морская ледостойкая стационарная платформа предназначена для разработки одноименного месторождения в Печорском море. Это единственная платформа, ведущая добычу нефти на российском арктическом шельфе. Она обеспечивает выполнение всех технологических операций: бурение скважин, добычу, хранение, отгрузку нефти на танкеры, выработку тепловой и электрической энергии. На ней используется автоматизированная система управления и безопасности, что снижает влияние человеческого фактора до минимума. Платформа работает в соответствии с принципом «нулевого сброса», то есть абсолютно «экологична».

Вопрос приобретения буровой техники для нефтегазовой отрасли заключается не в отсутствии отечественной продукции, а в приоритетах хозяйствующих субъектов

Эксплуатационный фонд платформы составляют скважины, переходящие в горизонтальное положение ствола ниже глубины 2416 метров. Платформа рассчитана на бурение 19 добывающих, 16 нагнетательных, одной шламовой и четырех резервных скважин. 11 наклонно-направленных скважин будут иметь глубину более 6 тыс. метров по стволу с горизонтальными участками до 1 тыс. метров и со смещением от центра скважин до 4 тыс. метров. К началу 2020 года на месторождении введены в эксплуатацию 19 скважин.

Буровая вышка на «Приразломной» надежно защищена от внешнего воздействия, что позволяет вести бурение в лю-

бую погоду, она выдерживает ветровую нагрузку в 51 м/с. Буровой комплекс автоматизирован и оснащен современным импортным и отечественным оборудованием (например, установкой электрического центробежного насоса, средневольтной частью системы энергоснабжения и др.). Грузоподъемность буровой вышки – 565 тонн, мощность буровой лебедки – 2 тыс.л.с.

Надо добавить, что в проектировании платформы на всех стадиях разработки участвовало ЦКБ МТ «Рубин». Нижняя опорная часть платформы – кессон – выполнена силами ФГУП «ПО «Севмаш», а верхняя – построена с использованием платформы «Хаттон ТЛП» (Hutton), приобретенной у норвежской компании Monitor TLP Ltd. Завершение строительства осуществлялось в Мурманске.

НГВ: Как государство намеренно решать задачу импортозамещения оборудования, предназначенного для шельфового бурения?

Ю.Важенин: Для ответа на этот вопрос следует рассмотреть ряд моментов. Во-первых, производство морских буровых установок не является «серийным». Потребность в действующих поисково-разведочных платформах в условиях Арктического шельфа еще долгое время будет измеряться первыми единицами.

Во-вторых, эксплуатационные платформы и расположенное на них оборудование в каждом конкретном случае должны быть индивидуальны в зависимости от природных, горно-геологических условий и проектируемых технологий добычи.

Главное, четко определить грани, так называемую красную черту, необходимого технического и технологического уровня отечественного производства и поступательно «закрывать» проблемные участки

И, в-третьих, добыча углеводородов является частью сложнейшего технико-технологического комплекса, включающего также хранение, транспортировку продукции, соблюдение экологических требований и обеспечение социальных условий и охраны труда из расчета не на сегодняшний день, а на средне- и долгосрочную перспективу. Исходя из этих обстоятельств, наиболее эффективной следует признать международную кооперацию с использованием наиболее продвинутых достижений во всей рассматриваемой области производства. Такой подход ни в коей мере не исключает, а наоборот, стимулирует устойчивое развитие отечественного потенциала и возможностей. Главное, четко определить грани, так называемую красную черту, необходимого технического и технологического уровня отечественного производства и поступательно «закрывать» проблемные участки для обеспечения независимости от импортных поставок. Это необходимо делать на основе механизмов государственной поддержки НИОКР и государственно-частного партнерства, включая сотрудничество между инжиниринговыми компаниями, научными организациями и нефтегазовыми компаниями. **✎**