

В отличие от зарубежных вертикально интегрированных нефтедобывающих компаний (ВИНК) инновационная деятельность российских нефтяных компаний характеризуется рядом специфических процессов, протекающих в энергетической отрасли и экономике в целом. Прежде всего, это касается экстенсивного характера развития отрасли. В соответствии с данными «Энергетической стратегии России до 2030 года», текущая добыча нефти на 77% обеспечивается за счет крупных месторождений, расчетная мощность которых составляет 8-10 лет. При этом, запасы вновь открываемых месторождений чаще всего относятся к категории «трудно извлекаемых». Учитывая постоянное сокращение «легко извлекаемых» запасов нефти, российские ВИНК к 2020 - 2030 гг. при низких ценах на нефть могут столкнуться с дефицитом запасов. Вполне естественно, что экстенсивное наращивание добычи нефти на крупнейших «легко извлекаемых» месторождениях без масштабного использования инновационных технологий привела к сокращению объёмов высококорентабельной добычи, а, следовательно, к снижению коэффициента извлечения нефти (КИН), который в среднем по России составляет 0,3, тогда как в Норвегии - 0,45, Саудовской Аравии и США - 0,5 [1]. С одной стороны, причины относительно низкого уровня затрат на НИОКР отечественных нефтедобывающих компаний хорошо известны. С другой стороны, исследователи отмечают многообразие и противоречивость процесса инновационного развития крупнейших нефтяных компаний, что обуславливает различные и даже противоположные точки зрения на процесс управления инновациями в отрасли. Так, например, Д. В. Похлебкин [2] отмечает следующие противоречивые тенденции в инновационных процессах, в том числе, и в нефтяной отрасли: - динамика основных метрик (например: рост выручки, EBITDA как процент от выручки, рост капитализации, пр.) не зависит от размера бюджета на НИОКР; - не просматривается явная корреляция между сокращением бюджета на НИОКР и ухудшением финансового положения нефтяных компаний; - часто бюджеты на внедрение в несколько раз превышают аналогичные на НИОКР; - как показывает практика, не более 10 % компаний могут извлекать высокую рентабельность из инвестиций в инновации; - только некоторые компании сумели на практике доказать экономический эффект от синергии в инновациях; - только четверть опрошенных компаний не планируют перевести свои исследовательские центры в развивающиеся страны, где стоимость оказания услуг существенно ниже. Все это пересекается с тенденцией снижения стоимости услуг по НИОКР и распространением практики аутсорсинга на область корпоративных инноваций; - инновации могут управляться как централизованно, так, и децентрализованно, и занимать различные места в организационной и корпоративной структуре мировых лидеров. Перечисленные тенденции, которые отражают реальную ситуацию процесса инновационного развития, еще раз подтверждают обоснованность и достоверность точки зрения, в соответствии с которой инновационный процесс

необходимо рассматривать как полный цикл его реализации, включая научные исследования, разработку, проектирование и стадию коммерциализации [5]. Нефтяная отрасль России, как отрасль сферы естественной монополии развивается, как и в советское время, при непосредственном контроле и участии государства, которое главной целью отрасли ставит обеспечение доходов бюджета и энергетической безопасности. Для этого государство задаётся целью обеспечить своевременность геологоразведки, подготовки и освоения новых месторождений традиционных видов топлива, в том числе за счет механизма государственно-частного партнерства и рациональной налоговой политики (имея в виду опережающий добычу прирост разведанных извлекаемых запасов). Однако официальная декларация целей инновационного прорыва в отрасли нефтедобычи не находит достаточного обоснования ни на практике, ни в теории, а добыча нефти в ближайшей перспективе будет осуществляться за счёт запасов, разведанных ещё в советское время. В случае, если компании будут осуществлять свою основную деятельность, стремясь минимизировать риски, в текущих экономических условиях и при действующей системе налогообложения, то в перспективе до 2020 г. общая добыча нефти по стране должна снизиться до уровня приблизительно 350 млн. тонн в год. Этот уровень не обеспечивает энергетической безопасности России, который оценивается в соответствии со стратегией энергетической безопасности в пределах как минимум на уровне 500 млн. тонн в год [3]. Поэтому, важнейшим фактором, за счёт которого возможно увеличить объём извлекаемых запасов, это повышение эффективности использования имеющихся месторождений. В настоящее время в отечественной нефтедобыче величина КИН составляет 37 %. Исследования показали, что прирост этого показателя на 5 % позволит увеличить объём запасов нефти примерно на 4 млрд. тонн. Однако, повышение КИН возможно только при условии применения передовых инновационных технологий, начиная от геологоразведки и заканчивая методами увеличения нефтеотдачи пластов. В частности, согласно проекта Генеральной схемы развития нефтяной отрасли Российской Федерации на период до 2020 г., одним из инновационных направлений является такой метод нефтедобычи, объём которого для поддержания указанного уровня добычи должен быть в 2 раза выше запланированного компаниями, притом, что осуществляться оно будет за счет использования более труднодоступных запасов нефти, недостижимых при традиционном методе бурения [3]. Таким образом, на современном этапе своего развития, особенно в условиях глобализации мировой экономики, вложения в инновации давно перешли из разряда желательных в разряд жизненно необходимых, особенно с учётом отставания, связанного с отсутствием технологического и управленческого опыта реализации новых для российских нефтедобывающих компаний проектов, связанных с разработкой шельфа, битумов и прочих трудно извлекаемых запасов нефти. Решение данных проблем

позволит не только снижать удельные затраты на добычу, но, в перспективе, будет способствовать трансформации компаний, подобно зарубежным, из сырьевых нефтегазовых в высокотехнологичные энергетические. Как показал анализ, резервы по наращиванию вложений в инновации для российских компаний далеко не исчерпаны. Среди экспертов до сих пор нет убедительного ответа на вопрос, какой уровень инвестиций в НИОКР считать оптимальным, а какой - избыточным или недостаточным. Между тем этот вопрос имеет большое методическое и практическое значение, особенно в условиях бюджетного дефицита и ограниченных инвестиционных возможностей отечественных ВИНК [6]. В целях проводимого исследования целесообразно провести сравнительный анализ отечественных крупнейших нефтедобывающих компаний по следующим относительным параметрам: - затраты на НИОКР на 1 т добытой нефти; - доля затрат на НИОКР в чистой прибыли (часто используемый показатель доля НИОКР в выручке, на наш взгляд, менее информативен); - соотношение затрат на НИОКР и рыночной капитализации (капитализация агрегирует в себя и размер компании, и прибыльность, и ожидания рынка, поэтому соотношение расходов на НИОКР и капитализации также представляется целесообразным). Для того, чтобы ранжирование было наглядным и отражало последние тенденции работы компаний, используются суммарные показатели за 4 последних отчетных года - с 2008 по 2011 гг. Удельные расходы на НИОКР на тонну добытой нефти, по выбранным для сравнения отечественным нефтяным компаниям показаны на рис. 1. Как свидетельствуют данные, наибольшей «наукоёмкостью» добычи характеризуется компания ОАО «Лукойл», которая тратит на НИОКР 1,15 доллара США на тонну добытой нефти. В свою очередь ОАО «Татнефть» инвестирует в сферу НИОКР 0,77 доллара США на каждую тонну добытой нефти, что превышает аналогичные показатели для ОАО «Роснефть» и ОАО «Сургутнефтегаз». Рис. 1 - Величина затрат на НИОКР, приходящаяся на 1 тонну добытой нефти

Анализ показателя доли расходов на НИОКР в чистой прибыли нефтедобывающих компаний, представленный на рис. 2, показывает, что лидирующие позиции занимает «RoyalDutchShell», характеризующаяся наибольшей среди рассматриваемых компаний долей в 5,0%, на долю «ExxonMobil» приходится 2,9%. Среди отечественных нефтедобывающих компаний первое место с отрывом более, чем в 2 раза, занимает ОАО «Лукойл» (2,6%), второе - у ОАО «Татнефть» (1,3%) [4]. Рис. 2 - Доля затрат на НИОКР в чистой прибыли

Анализ показателя соотношения затрат на НИОКР и рыночной капитализации показывает, что рассматриваемые компании разделились на три группы. Возглавляет рейтинг с большим отрывом англо-голландская нефтегазовая компания «RoyalDutchShell» (0,585%), далее идёт группа компаний - ОАО «Татнефть» (0,272%), ExxonMobil (0,266%), ОАО «Лукойл» (0,263%) и замыкают рейтинг ОАО «Сургутнефтегаз» (0,131%) и ОАО «Роснефть» (0,106%). Таким образом, параметры инновационной активности отечественных

нефтедобывающих компаний вполне сопоставимы с аналогичными показателями крупнейших зарубежных нефтедобывающих корпораций. Однако важным представляется не сам уровень этих расходов, а эффективность их использования в соответствии с выбранной наиболее рациональной стратегией долгосрочного и технологического развития. Так, 30% общего числа полученных патентов на изобретения в Республике Татарстан принадлежит ОАО «Татнефть», а по числу зарегистрированных в Роспатенте изобретений и полезных моделей ОАО «Татнефть» является абсолютным лидером среди российских нефте- и газодобывающих компаний (рис. 3). В настоящее время компанией используется более 1500 патентов, при этом общее число полученных патентов превышает 4000. По показателю количества используемых патентов ОАО «Татнефть» (1542) значительно опережает ОАО «Газпром» (742), ОАО «Башнефть» (262) и ОАО «Сургутнефтегаз» (26) [4]. Более того, за последние десять лет число используемых в производстве охраняемых объектов интеллектуальной собственности возросло в 8 раз, с 56 в 2003 г. до 447 в 2012 году. По данным экспертов, из общего числа выданных патентов действительно используется в производстве всего 3-5 %, остальные выполняют блокирующую функцию, защищая область научно-технических интересов заявителя от вхождения конкурентов. В ОАО «Татнефть» этот показатель превышает 10 %. Рис. 3 - Число зарегистрированных патентов крупнейшими отечественными нефтедобывающими компаниями

Все это позволило компании в течение последних десяти лет существенно увеличить экономический эффект от внедрения новой техники и передовых технологий на объектах ОАО «Татнефть» (рис. 4). Так, если в 2003 г. ежегодный экономический эффект от внедрения инноваций в виде дополнительной добычи нефти составлял всего 0,9 млрд. рублей, то в 2012 г. эта величина выросла до 3,7 млрд. рублей или более, чем вчетверо. За этот же период ежегодная экономия ресурсов, затрачиваемых на добычу нефти, выросла с 0,6 млрд. рублей до 1,3 млрд. рублей. Совокупный годовой экономический эффект от научно-технических разработок за этот же период повысился в 3,2 раза и достиг 5 млрд. руб. Рис. 4 - Динамика экономического эффекта от внедрения новой техники и передовых технологий в ОАО «Татнефть»

В него включаются результаты НИОКР, прошедшие стадию опытно-промышленных работ. Этот инструмент в современных условиях стал значимым элементом оперативного управления инновационной деятельностью, обеспечивающим активный переход научно-технических разработок из фазы НИОКР в производственную фазу, а также позволяющим вести мониторинг фактической эффективности новых техники и технологий. Кроме того, за рассматриваемый период наибольшую дополнительную добычу нефти в размере 1,1 млн. тонн обеспечили геолого-технологическое обоснование и проведение гидравлического и гидрокислотного разрывов пласта в добывающих и нагнетательных скважинах. Таким образом, в результате проведенного анализа

можно заключить, что активность инновационной деятельности отечественных ВИНК сопоставима по основным параметрам с ведущими нефтедобывающими корпорациями развитых стран.