

УДК 330; 338; 659; 658

ИННОВАЦИИ, ОБЕСПЕЧИВАЮЩИЕ РОСТ РЕНТАБЕЛЬНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ ОРЕНБУРГСКОГО НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Новикова А.С., МОБУ «Физико-математический лицей» г. Оренбурга
Научный руководитель: Еременко О.В., к.э.н., доцент,
РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, филиал в г. Оренбурге
г. Оренбург

Сегодняшняя эксплуатация Оренбургского нефтегазоконденсатного месторождения (ОНГКМ) характеризуется плановой нерентабельностью, так как находится на стадии падающей добычи. Для этого этапа обычными являются: чрезвычайно высокая обводненность скважин, растущая доля нерентабельных и убыточных скважин, рост себестоимости добычи, необходимость расширения объемов проведения геолого-технических мероприятий (ГТМ), сооружения дожимных компрессорных станций при снижении пластового давления [4]. Решить эти проблемы (при условии недостатка финансовых ресурсов для достаточного обновления производственных фондов) возможно лишь принципиально изменив подходы к разработке месторождения. Речь идет о переходе к инновационно-ориентированной модели, при которой повышение рентабельности происходит посредством внедрения обоснованных и грамотных инновационных решений во всех сферах деятельности нефтегазодобывающего предприятия, начиная от формирования цифровой модели и завершая технологиями переработки добытого сырья [5]. Значительное внимание стоит уделить и инновациям в области ресурсосбережения и ресурсоэффективности технологических процессов, так как от решения этих проблем зависят экологическая и энергетическая безопасность России в целом при условии высокой энергоустойчивости национальной экономики [1].

Для ОНГКМ эта проблема наиболее актуальна при совершенствовании технологий разработки нефтяных оторочек. Стоит отметить, что на 01.01.2017 года отобрано 68% запасов природного газа, а вот нефти лишь 5% в результате отсутствия однозначного решения о выборе эффективной технологии добычи нефти, позволяющей снизить затраты и увеличить рентабельность предприятия. Так, только за 2017 год фактическая добыча нефти по нефтяным залежам составила 15,5% от проектного показателя, а суммарные потери за весь период эксплуатации составили более 1 млн.т.нефти. Основным фактором, негативно влияющим на снижение объемов добычи, следует считать недофинансирование работ по дозарезке новых стволов скважин. В 2017 году, согласно Проекта, предполагалось построить 61 скважину, но фактически сооружены лишь 48 скважин. Именно неудовлетворительные темпы освоения нефтяных запасов месторождения привели к сдерживанию ввода в

активную фазу освоения почти 110 млрд.м³ газа Филипповской залежи Оренбургского нефтегазоконденсатного месторождения (ОНГКМ) и наращиванию энергетических затрат по воздействию на пласт.

Себестоимость объективно высока в силу увеличения обводненности скважин, значительных затрат на поддержание пластового давления и необходимости применение дорогостоящих ГТМ для повышения нефтеотдачи пластов. Причем рентабельность эксплуатации месторождения снижается гораздо быстрее, чем предполагалось в первоначальной геологической модели и, прежде всего, за счет изменения темпов падения добычи углеводородов.

Все эти обстоятельства привели также и к росту энергоемкости процессов. Более того, в условиях контакта нефти с водой на ОНГКМ образуются стабильные водонефтяные эмульсии, получение товарной нефти из которых осуществляется термохимическим методом путем нагрева до 60°C и введения деэмульгаторов. Поэтому инновации в ресурсосбережении для ОНГКМ можно считать наиболее приоритетными.

Отбор технологий разработки может вестись по показателям экономико-энергетической эффективности, показывающим наиболее рациональное использование энергоресурсов во всех звеньях процесса извлечения и подготовки нефти [6]. Так, наиболее привлекательным выглядит вариант разработки нефтяных оторочек, в котором предусмотрены: внедрение на 29 скважинах ЭЦН нового типоразмера линейки DN; высоковольтных ПЭДН и частотно-регулируемых приводов для насосов поддержания пластового давления; снижение потерь электроэнергии в силовых трансформаторах; установку устройств компенсации реактивной мощности и оптимизацию схемы работы насосных агрегатов КНС. Проводя расчет эффективности модифицированной инновационной системы разработки нефтяных оторочек, мы исходили из максимального 10-летнего срока использования перечисленных устройств.

По полученным расчетным показателям были сформированы программы энергосбережения в соответствии с вариантом единовременного инвестирования всех мероприятий в первый год по ставке дисконтирования, учитывающей такие факторы риска, как: неустойчивость цен на нефть и нефтегазовое оборудование; нарастающее геополитическое одиночество России; изменение налогового, таможенного и экологического законодательства; низкий приток жидкости к скважинам при ухудшении ФЕС и структуры фонда добывающих скважин; перегрев и выход из строя оборудования при высоких пластовых температурах; повышенный износ кабеля и оборудования при высоком содержании серы в нефти; технологическая сложность и несовместимость оборудования и программного обеспечения; низкий уровень энергоменеджмента и т.д. [2,3].

Полученные результаты показывают, что при реализации сформулированной ресурсосберегающей инновационной технологии разработки нефтяных оторочек чистый дисконтированный доход с учетом рисков составляет 875.0 млн.руб., сокращение потребления электроэнергии в размере 201 млн. руб., рост рентабельности газопромыслового управления на 0,045%. Допол-

нительным преимуществом данного варианта являются более комфортная финансовая обеспеченность инвестициями и возможность реинвестировать полученные средства.

В целом, данный портфель инновационных для ОНГКМ технологий позволит не только сократить затраты и повысить текущую рентабельность, но и продлить полный жизненный цикл на 111 суток, чем еще раз подтверждает его актуальность.

Список литературы:

1. Галяутдинов И.М. Методика оценки текущего состояния энергоменеджмента на нефтедобывающем предприятии. // Экономика и предпринимательство. – 2016 - №9 (74). – С.787-796.
2. Еременко О.В. Методические особенности определения эффективности инновационных проектов в сегментах деятельности нефтегазодобывающих компаний при изменении уровня риска. // Наука сегодня: постулаты прошлого и современные теории: материалы VIII Межд. научно-практ. конференции / Отв. ред. Зарайский А.А. –Саратов: Изд. ЦПМ «Академия Бизнеса». -2017.- С. 72-76.
3. Крестовских Е.В. Методы определения поправок на риск в методических рекомендациях по оценке эффективности инвестиционных проектов // Вестник Челябинского государственного университета. – 2015. – №1, т.8. – С. 110-115.
4. Кузнецова А.М., Еременко О.В. Формирование эффективной системы управления ресурсами углеводородного сырья в условиях наращивания инновационного потенциала ТЭК России. / А.М. Кузнецова, О.В. Еременко // Западно-Сибирский нефтегазовый конгресс: сборник научных трудов XI Международного научно-технического конгресса студенческого отделения общества инженеров-нефтяников - Society of Petroleum Engineers (SPE).- Тюмень: ТИУ.- 2017. - С. 150-152.
5. Новикова А.С., Еременко О.В. Инновационные подходы в формировании комплекса мероприятий по ресурсосбережению в нефтегазовых компаниях. / А.С. Новикова, О.В. Еременко // Экологическая ответственность нефтегазовых предприятий: сборник трудов научно-практ. конференции. / Под общ. ред. д.и.н., проф. Горшенина С.Г. – М.-Оренбург: ООО «Амирит» (Саратов).- 2017. - С.214-218.
6. Шпаков В.А., Еременко О.В. Особенности управления качеством инновационного потенциала и инновационной активностью нефтегазодобывающих компаний России. Часть I: Точка отсчета. / В.А, Шпаков, О.В. Еременко // Управление качеством в нефтегазовом комплексе. - 2016. - № 4. – С. 6-12.