

ЭКОНОМИКА МИНЕРАЛЬНОГО И УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ. ГОРНОЕ ПРАВО

РЕГИОНАЛЬНЫЕ ПЕРСПЕКТИВЫ ВОСПОЛНЕНИЯ ЗАПАСОВ УГЛЕВОДОРОДОВ И.В. Шарф

доцент отделения нефтегазового дела

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Согласно государственной программе «Воспроизводство и использование природных ресурсов в период 2013-2020 гг. ставится задача повышения геологической изученности всех территорий РФ, обеспечения рационального использования минерально-сырьевых ресурсов и воспроизводства ресурсной базы углеводородов (УВ) [2].

Региональные перспективы обоснованно определяются запасами нефтегазоносных бассейнов (НГБ), территориально совмещенных с регионами, а также степенью выработанности этих запасов. Нами был рассчитан коэффициент перспективности восполнения запасов (K_{pspr}), который является отношением степени разведанности (K_r) к степени выработанности (K_v).

Степень выработанности отражает перспективность наращивания запасов, которая в отношении Западно-Сибирского НГБ является более высокой на 1.01.2016г. (39,1 % – степень разведанности и 61,2 % – степень выработанности), чем для Волго-Уральского НГБ (72,2 % и 70,1 % соответственно), что обусловлено длительностью периода добычи, берущего начало в 40-гг. прошлого столетия. Неоднозначность перспективности восточных районов объясняется низкой изученностью (8,7 % и 8,9 % соответственно). Анализ динамики коэффициент перспективности восполнения запасов позволил (Рисунок) сделать следующие выводы.

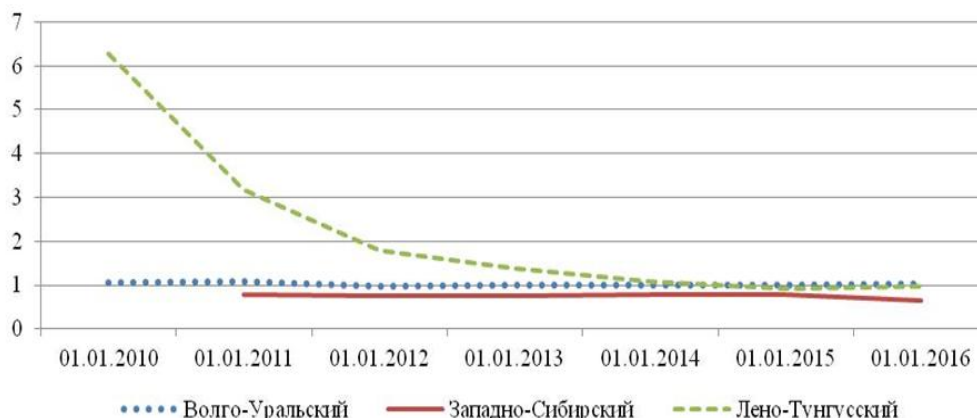


Рис. Динамика коэффициента перспективности восполнения запасов в нефтегазоносных бассейнах России

1) Стремление к единичному значению в новых и старых районах нефтедобычи, что фактически нивелирует долгосрочные перспективы наращивания запасов с учетом современных темпов добычи.

2) Падение значения K_{pspr} с 6,27 до 0,97 в Лено-Тунгусском бассейне отражает исчерпание разведанных запасов в ближайшей перспективе при отсутствии задела имеющихся запасов для перевода в категорию доказанных и последующей их добычи, что является следствием геологоразведочной деятельности недропользователей и основой их среднесрочной и долгосрочной экономической эффективности деятельности.

3) Диапазон варьирования K_{pspr} в Волго-Уральском НГБ составляет 0,97-1,05 и в Западно-Сибирском НГБ 0,63-0,78 подтверждает более высокий фактический задел в объеме запасов для перспективы добычи у недропользователей, ведущих свою деятельность в Западной Сибири. В тоже время большая стабильность показателя в Волго-Уральском НГБ является следствием планомерной работы недропользователей по воспроизводству запасов.

4) Сохранение низких темпов перевода в болеееразведанную категорию, например, около 50 % суммарных ресурсов нефти и 42% суммарных ресурсов газа переведены в категорию запасов. До 2013 года из геологических запасов передано в добычу в Волго-Уральской нефтегазоносной провинции (НГП) 80 %, Западно-Сибирской НГП – 75%, в Восточной Сибири – менее 50%.

Несмотря на приоритет восточного направления геологоразведочных работ (ГРП), отражается фактическое преобладание Западной Сибири в плане обеспеченности ресурсами нефти и конденсата, что подтверждает наличие 9 уникальных месторождений с запасами, превышающими 300 млн. т. и 56 крупных, которые заключают в себе 57 % разведанных запасов нефти. Западно-Сибирский НГБ обеспечивает 2/3 годовой добычи жидких УВ, несмотря на фактическую 50% выработанность разведанных запасов. Общий анализ прироста запасов по НГБ показывает очевидное преимущество Западно-Сибирского НГБ. Нефть данного НГБ легкая со средней плотностью, малосернистая с низким содержанием парафина. Однако 11% разведанных запасов относятся к категории трудноизвлекаемых по химическим характеристикам, что обусловлено наличием тяжелой нефти с плотностью >0,9 г/см³.

Необходимо заметить, что прирост прогнозных и перспективных ресурсов жидких УВ увеличился в несколько раз. Отрицательная динамика перспективных ресурсов по Западно-Сибирскому НГБ объясняется их переводом в категорию запасов и их последующим невосполнением вследствие недостаточной результативности ГРП. Концентрация УВ на территории Западно-Сибирской низменности (30% мировых запасов природного газа и 6% мировых запасов нефти, 91,3% добычи газа и 67,5% добычи нефти России) формирует устойчивую определенную зависимость экономики не только России, но и нефтегазодобывающих территорий от состояния МСБ.

Государственная стратегия ориентирует на усиление роли ресурсной базы Восточной Сибири и Дальнего Востока в экспортных поставках УВ в страны АТР, а также на НПЗ в дальневосточном приморье. За этот период (2010-2015гг.) было открыто несколько десятков месторождений. Если в 2010 г. основу ресурсной базы составляли 89 нефтяных месторождения и 43 нефтегазовых, то на 01.01.2015г. учтено 196 месторождений, из них 127 нефтяное, 34 нефтегазоконденсатных, 2газонефтяных, 20газоконденсатных, 16газовых. При этом по основным крупным месторождениям наблюдается ситуация невосполнения добытых УВ. Так запасы нефти Ванкорского месторождения составляли на 01.01.2013 г. по категории А+В+С₁– 419,9 млн. т., по С₂ – 23,9 млн. т [1]. В 2015 уже 372,5 и 21,5 соответственно при накопленной добыче в 21,5 млн.т. г. Аналогичная ситуация по Верхнечонскому месторождению: 2010 г. – 159,3 и 42,1 млн. т [3], 2015 г. – 145,3 и 36,1 млн. т при накопленной добыче 8,2 млн. т. Запасы Юрубчено-Тажомского месторождения, наоборот, увеличились по этим категориям с 122,0 и 349,7 в 2010 г. до 176,3 и 360,8 млн.т в 2015 г.

Резюмируя вышеизложенное, можно сделать следующие выводы:

Перспективность новых НПП нивелируется по сравнению с традиционными районами нефтедобычи вследствие влияния геологической истории формирования ресурсов УВ и недостаточности объемов ГРП, научного и технологического задела поиска и разведки для применения в отличных от старых НПП условий.

Кратко- и среднесрочные перспективы воспроизводства УВ в части нефти связаны с традиционными районами нефтедобычи, несмотря на открытие в последнее время в основном мелких и средних месторождений и государственного акцентирования на новых НПП.

Статья выполнена в рамках гранта РФФИ 18-010-00660 А

Концептуальные подходы к парадигме устойчивого и сбалансированного недропользования области с учетом специфики минерально-сырьевой базы и отраслевой структуры в целях обеспечения долгосрочного социально-экономического роста нефтедобывающего региона.

Литература

1. Нефть и конденсат //ИАЦ «Минерал» (официальный сайт) URL: http://www.mineral.ru/Facts/russia/161/536/3_01_oil.pdf
2. Постановление Правительства РФ № 322 "Об утверждении государственной программы Российской Федерации "Воспроизводство и использование природных ресурсов". - 2015. [Электронный ресурс] URL: <http://www.garant.ru/products/ipo/prime/doc/70540950/>
3. Сибирский федеральный округ [Электронный ресурс] //Центральное диспетчерское управление ТЭК (официальный сайт) URL: <http://www.cdu.ru/articles/detail.php?ID=293643>

ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПРОВЕДЕНИЯ ГИДРОРАЗРЫВА ПЛАСТА НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

В.И. Адутова, К.К. Чепала

Научные руководитель – доцент О.С. Пожарницкая

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Нефтяные скважины, эксплуатирующиеся на месторождениях Западной Сибири, со временем теряют свои изначальные показатели дебита, продуктивность скважин падает, что приводит к снижению количества реализуемого продукта. Чтобы улучшить добычу полезного ископаемого, на месторождениях, уже многие годы, проводится гидроразрыв пласта. ГРП благоприятно сказывается на фильтрационно-ёмкостных свойствах пластов – коллекторов.

В ведущем нефтедобывающем регионе России – ХМАО (Ханты-Мансийский автономный округ – Югра) гидроразрыв пласта является основным методом увеличения дебита скважин, обеспечивающий до 20% добычи по региону. Дебит скважин увеличился в среднем на 3,7 раза после проведения мероприятия, в том числе, на многих скважинах десятикратно возрос дебит по отношению к дебиту до проведения мероприятия. Сущность метода заключается в создании системы трещин в обрабатываемом пласте – коллекторе, что способствует увеличению проницаемости пласта и, как следствие, увеличению притока флюида к призабойной зоне. Также становится возможным приток флюида к скважине из отдаленных участков пласта и изолированных участков [1,2].