

## СЕКЦИЯ 18. ЭКОНОМИКА МИНЕРАЛЬНОГО И УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ. ГОРНОЕ ПРАВО

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  $>0,9 \text{ г/см}^3$ .

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, 2газо-нефтяных, 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+С<sub>1</sub>– 419,9 млн. т., по С<sub>2</sub> – 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-Тохомского 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 //ИИАЦ «Минерал» (официальный сайт) URL: [http://www.mineral.ru/Facts/russia/161/536/3\\_01\\_oil.pdf](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].

Проведение гидроразрыва пласта эффективнее строительства новой скважины как с экономической стороны, так и с проектной. Проведение ГРП требует глубокой изученности характеристик пласта. Возможны негативные последствия от проведения операции, так как при небольшой мощности пласта возможно возникновение трещин в водонасыщенных пластах и смешивание флюидов, загрязнение пласта коллектора и т.д.

Нефтяные пласты месторождений Западной Сибири характеризуются низкими фильтрационно-ёмкостными свойствами, как правило, это низкая проницаемость пластов. Эффективность проведения ГРП в таких пластах обоснована многократным увеличением проницаемости за счет системы трещин.

Однако, применение одного лишь ГРП для повышения нефтеотдачи пласта недостаточно. Так как частая картина на месторождении – плотная сетка эксплуатационных скважин обрабатываемого пласта, то необходимо поддерживать пластовое давление, чтобы создавать необходимый приток флюида к призабойной зоне. Так в 2008-2009 годах на южном лицензионном участке Приобского месторождения наблюдалась следующая ситуация: дебиты скважин ниже проектных, при этом, добыча по новым скважинам превышает проект. Дебиты жидкости переходящих скважин снижаются, что связано с одной стороны со снижением пиковых приростов дебитов от ГРП, с другой стороны – с отставанием в формировании системы ППД. В 2008 году вышеописанная тенденция сохранилась: превышение фонда добывающих скважин над проектным составило 178 единиц, действующий фонд нагнетательных скважин ниже проектного на 45 единиц. При этом, в 2008 году наблюдается двукратное отставание фактических дебитов нефти по новым скважинам, вследствие разбуривания новых участков, характеризующихся ухудшенными геолого-физическими характеристиками [4,6].

С точки зрения экономической эффективности, стоимость одного ГРП составляет около 1,109 млн. рублей. Дополнительная добыча нефти за год после проведения ГРП определяется по формуле 1 [4]:

$$\Delta Q = q_n \cdot N \cdot K_{\text{э}} \cdot T \quad (1)$$

где  $q_n$  – расчетный прирост дебита нефти одной скважины, т/сут;

$N$  – количество скважин, скв.;

$K_{\text{э}}$  – коэффициент эксплуатации скважины, д.ед.;

$T$  – число суток работы скважины в году после проведения ГРП, сут.

Анализ динамики прироста дебитов нефти после ГРП показывает, что продолжительность технологического эффекта от проведения ГРП ( $T$ ) составляет в среднем от 4 до 5 лет, но с последующим течением времени темп снижения эффективности от ГРП составляет до 10 – 15% в год. То есть расчетное значение дебита в году  $t$  после проведения мероприятия составит [4]:

$$q_{\text{нт}} = q_{\text{нт}-1} - \frac{q_{\text{нт}-1} \cdot 15\%}{100\%} \quad (2)$$

Соответственно годовая добыча нефти с учетом постепенного обводнения скважины в году  $t$  составит:

$$\Delta Q'_t = \Delta Q - \Delta Q_{\text{обв}} \quad (3)$$

В случае проведения ГРП капитальные затраты на данное мероприятие отсутствуют.

Исходя из всего вышесказанного, можно сделать вывод о том, что проведение ГРП на скважинах с низкой проницаемостью увеличит дебит скважины, и вследствие существенно увеличит прибыль предприятия.

#### Литература

- Ильина Г.Ф., Алтунина Л.К. Методы и технологии повышения нефтеотдачи для коллекторов Западной Сибири: Учебное пособие. - Томск: Изд-во ТПУ, 2006. -166с.
- Ильина Г.Ф. Методы и технологии повышения нефтеотдачи для коллекторов Западной Сибири: учебное пособие/ Г.Ф. Ильина, 2-е изд. - Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2012. -166 с.
- Казанцева А.К. Организация производства. Часть 1. Основы теории организации производства: Дайджест осн. разделов и тем для студентов института экономики и менеджмента в промышленности / – С.-Пб.: СпбИЭА, 1995. – 121с.
- Технологическая схема разработки ЮЛТ Приобского месторождения раздел 4.2.1 Сопоставление фактических и проектных показателей
- Холодницкий Д.А., Мерзин В.Н. Оценка эффективности проведения гидроразрыва пласта на скважинах залежи БС10 Южно-Ягунского месторождения/ Вестник Пермского Национального Исследовательского Политехнического Университета – Пермь, 2005. – С. 93 – 96.
- Pogharnitskaya O.V., Konovalov V.V., Belozerova D.S., Strelnikova A.B., Dmitrieva N.V. Treatment of petroleum-contaminated water resources: modern techniques. IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. – 2016. – Vol. 43: Problems of Geology and Subsurface Development. – [012026, 12 p.].