

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, 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+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 //ИАЦ «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., Kononov V.V., Belozeroва 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.].