

Подводя итог вышесказанному, можно отметить, что грейдинговая система оплаты труда в настоящее время несомненно является более прогрессивной системой. Грейдинг обеспечивает более высокий уровень мотивации персонала, стимулирует каждого сотрудника к профессиональному и личностному росту, а как следствие и достижению новых высот для всей компании в целом.

#### Литература

1. Положение ОАО «Томскнефть» ВНК об оплате труда работников общества. Приложение 1 к коллективному договору – ОАО «Томскнефть» ВНК, 2014. – 31 с.
2. Годовой отчет ОАО АНК «Башнефть» - ОАО АНК «Башнефть», 2010 – 2013 гг
3. Годовой отчет ОАО «Томскнефть» ВНК - ОАО «Томскнефть» ВНК, 2010 – 2013 гг
4. Годовой отчет ОАО «НК «Роснефть» - ОАО «НК «Роснефть», 2010 – 2013 гг
5. Годовой отчет ОАО «Лукойл» - ОАО «Лукойл», 2010 – 2013 гг
6. Годовой отчет ОАО «Газпром нефть» - ОАО «Газпром нефть», 2010 – 2013 гг

### ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ ИГОЛЬСКО-ТАЛОВОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

А.О. Шестопалов

Научный руководитель доцент А.А. Вазим

*Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия*

#### Обоснование экономической эффективности по проведению ГТМ

Основная цель расчетов – экономическая оценка предлагаемого проекта по ГРП на Игольско-Таловом месторождении, отвечающая критерию достижения максимального экономического эффекта от возможно более полного извлечения нефти и получения прибыли за счет дополнительной добычи при соблюдении требований экологии и охраны окружающей среды.

Таким образом, целью данного раздела является экономическое обоснование предлагаемых мероприятий, так как, только на основании экономических показателей, таких как показатель экономического эффекта, дисконтированный поток денежной наличности, прибыль от реализации продукции можно судить об экономической эффективности предлагаемых мероприятий.

#### Расчёт экономической эффективности проведения ГТМ

Произведём расчёт эффективности выбранных геолого-технических мероприятий (ГТМ) на Игольско-Таловом месторождении за отчётный период. В 2011 году на данном месторождении ГРП выполнено на девяти скважинах, в том числе на шести новых.

В ходе расчета экономической эффективности рассчитывается так называемая условно-переменная часть эксплуатационных затрат на 1 тонну дополнительно добытой нефти после ГТМ. Эта часть затрат включает в себя затраты на энергию по извлечению, подготовку, сбор и транспорт нефти, затраты на поддержание пластового давления путём нагнетания воды и геологоразведочные работы.

Таблица 1

#### Стоимость услуг и материалов

| Наименование                        | Количество           | Стоимость, руб. |
|-------------------------------------|----------------------|-----------------|
| Услуги инженерного сопровождения    |                      |                 |
| Стоимость инженерного сопровождения | 150 час.             | 105000          |
| Оборудование                        |                      |                 |
| Флот ГРП                            | 9                    | 950000          |
| Пакер Seit 15000 PSI                | 1                    | 70000           |
| Колонная головка Cameron 15000 PSI  | 1                    | 250000          |
| Трубы НКТ NEW – VAM L –80           | до 1500 м            | 320 000         |
| Скрепер                             | 1                    | 50000           |
| Материалы                           |                      |                 |
| Жидкость разрыва на нефтяной основе | руб./ м <sup>3</sup> | 5500            |
| Проппант ULTRA PROP 20/40           | руб./ т.             | 54545           |
| Проппант Боровичи 20/40             | руб./ т.             | 22600           |
| Мобилизация и демобилизация         |                      |                 |
| Мобилизация и демобилизация         |                      | 527000          |

Затем определяются затраты на проведение ГТМ, включающие стоимость подготовительно-заключительных работ и стоимость работ связанных с непосредственным закачиванием жидкости под давлением в скважину (стоимость работы спецтехники и другого вспомогательного оборудования, химреагентов, проппанта и т. д.). Разность между экономией по добыче нефти и затратами на проведение ГТМ – экономическая эффективность ГТМ.

Расчет капитальных вложений производится с учетом необходимой реконструкции и технического перевооружения производственных мощностей, существующих на месторождении. В данном проекте подобные вложения не предусмотрены. В данном проекте капитальным вложением является гидравлический разрыв пласта – его стоимость.

Персонал для проведения необходимого проектирования: инженер-геолог ГО; лаборант.

Персонал для проведения фрак-операции, состав группы ГРП: руководитель работ по ГРП; 2 оператора блендера; 8 операторов насосных агрегатов; оператор станции управления и контроля; 2 машиниста автогидроподъемника; оператор песковоза.

Таблица 2

**Исходные данные для расчёта экономической эффективности**

| Показатели                     | Ед. изм.   | Значение показателя за отчетный период |       |       |       |
|--------------------------------|------------|----------------------------------------|-------|-------|-------|
|                                |            | 1 кв                                   | 2 кв  | 3 кв  | 4 кв  |
| Прирост среднесуточного дебита | т/сут.     | 71,24                                  | 47,44 | 43,35 | 31,00 |
| Коэффициент эксплуатации       |            | 0,97                                   | 0,97  | 0,97  | 0,97  |
| Фонд скважин                   | скв.-опер. | 9                                      | 9     | 9     | 9     |
| Стоимость одного ГТМ           | тыс.руб.   | 3244                                   |       |       |       |
| Ставка дисконта                | %          | 10                                     | 10    | 10    | 10    |
| Коэффициент инфляции           |            | 0,07                                   | 0,07  | 0,07  | 0,07  |
| Цена нефти                     | руб./т.    | 13954                                  | 13954 | 13954 | 13954 |

Таблица 3

**Расчёт экономической эффективности проекта**

| Показатели                       | Ед. изм. | 1 кв    | 2 кв    | 3 кв     | 4 кв     |
|----------------------------------|----------|---------|---------|----------|----------|
| Прирост выручки от реализации    | тыс.руб. | 81520,7 | 60245,0 | 55651,3  | 39801,0  |
| Текущие затраты, в т.ч.:         | тыс.руб. | 32567,8 | 2491,8  | 2301,8   | 1646,2   |
| Затраты на ГТМ                   | тыс.руб. | 29196   |         |          |          |
| Затраты на дополнительную добычу | тыс.руб. | 3371,8  | 2491,8  | 2301,8   | 1646,2   |
| Налог на прибыль                 | тыс.руб. | 9790,6  | 11550,6 | 10669,9  | 7631,0   |
| ПДН                              | тыс.руб. | 39162,3 | 46202,6 | 42679,6  | 30523,8  |
| НПДН                             | тыс.руб. | 39162,3 | 85364,9 | 128044,5 | 158568,4 |
| Коэффициент дисконтирования      |          | 1       | 0,9765  | 0,9535   | 0,9310   |
| ДПДН                             | тыс.руб. | 39162,3 | 45114,7 | 40693,4  | 28418,1  |
| ЧТС пр.                          | тыс.руб. | 39162,3 | 84277,0 | 124970,4 | 153388,5 |

Анализ эффективности ГТМ при определённой степени риска и при благоприятных факторах

Поскольку проекты в нефтегазодобывающем производстве имеют определённую степень риска, связанную с природными факторами и рыночными (риск изменения цен), то необходимо провести анализ чувствительности каждого варианта проекта. Для этого выбирается интервал наиболее вероятного диапазона изменения каждого фактора. Предположим такие факторы:

Таблица 4

**Расчет ЧТС при уменьшении дополнительной добычи нефти на 30%**

| Показатели                       | Ед. изм. | 1 кв    | 2 кв    | 3 кв    | 4 кв     |
|----------------------------------|----------|---------|---------|---------|----------|
| Прирост выручки от реализации    | тыс.руб. | 57064,5 | 42171,5 | 38955,9 | 27860,7  |
| Текущие затраты, в т.ч.:         | тыс.руб. | 31556,2 | 1744,3  | 1611,3  | 1152,3   |
| Затраты на ГТМ                   | тыс.руб. | 29196   |         |         |          |
| Затраты на дополнительную добычу | тыс.руб. | 2360,2  | 1744,3  | 1611,3  | 1152,3   |
| Налог на прибыль                 | тыс.руб. | 5101,6  | 8085,4  | 7468,9  | 5341,7   |
| ПДН                              | тыс.руб. | 20406,6 | 32341,8 | 29875,7 | 21366,7  |
| НПДН                             | тыс.руб. | 20406,6 | 52748,4 | 82624,1 | 103990,8 |
| Коэффициент дисконтирования      |          | 1       | 0,9765  | 0,9535  | 0,9310   |
| ДПДН                             | тыс.руб. | 20406,6 | 31580,3 | 28485,4 | 19892,6  |
| ЧТС пр.                          | тыс.руб. | 20406,6 | 51986,9 | 80472,3 | 100364,9 |

Предположим такие факторы :

- годовая добыча / -30%;
- цены на нефть / -20%;

- текущие затраты / -10%;

Для каждого фактора определяется зависимость: ЧТС(С>); ЧТС(Ц); ЧТС(З).

Полученные зависимости чистой текущей стоимости от факторов изобразим графически. Значения ЧТС на каждой прямой, соответствующие крайним точкам диапазона, соединяются между собой, образуя фигуру, напоминающую паука.

Если изменения ЧТС при заданной вариации параметров будут находится в положительной области, то проект не имеет риска. Если значения ЧТС попадают в отрицательную область, то решение об оптимальном варианте, выбранном на основе критериев, следует пересмотреть с учётом анализа чувствительности проекта.

Таблица 5

Расчет ЧТС при снижении цены на нефть на 20%

| Показатели                       | Ед. изм. | 1 кв    | 2 кв    | 3 кв    | 4 кв     |
|----------------------------------|----------|---------|---------|---------|----------|
| Прирост выручки от реализации    | тыс.руб. | 65216,5 | 48196,0 | 44521,1 | 31840,8  |
| Текущие затраты, в т.ч.:         | тыс.руб. | 32567,8 | 2491,8  | 2301,8  | 1646,2   |
| Затраты на ГТМ                   | тыс.руб. | 29196   |         |         |          |
| Затраты на дополнительную добычу | тыс.руб. | 3371,8  | 2491,8  | 2301,8  | 1646,2   |
| Налог на прибыль                 | тыс.руб. | 6529,8  | 9140,8  | 8443,9  | 6038,9   |
| ПДН                              | тыс.руб. | 26119,0 | 36563,4 | 33775,4 | 24155,7  |
| НПДН                             | тыс.руб. | 26119,0 | 62682,4 | 96457,8 | 120613,5 |
| Коэффициент дисконтирования      |          | 1       | 0,9765  | 0,9535  | 0,9310   |
| ДПДН                             | тыс.руб. | 26119,0 | 35702,5 | 32203,6 | 22489,2  |
| ЧТС пр.                          | тыс.руб. | 26119,0 | 61821,5 | 94025,1 | 116514,3 |

Таблица 6

Расчет ЧТС при повышении текущих затрат на 10%

| Показатели                       | Ед. изм. | 1 кв    | 2 кв    | 3 кв     | 4 кв     |
|----------------------------------|----------|---------|---------|----------|----------|
| Прирост выручки от реализации    | тыс.руб. | 81520,7 | 60245,0 | 55651,3  | 39801,0  |
| Текущие затраты, в т.ч.:         | тыс.руб. | 35824,5 | 2741,0  | 2532,0   | 1810,8   |
| Затраты на ГТМ                   | тыс.руб. | 29196   |         |          |          |
| Затраты на дополнительную добычу | тыс.руб. | 3371,8  | 2491,8  | 2301,8   | 1646,2   |
| Налог на прибыль                 | тыс.руб. | 9139,2  | 11500,8 | 10623,9  | 7598,0   |
| ПДН                              | тыс.руб. | 36556,9 | 46003,2 | 42495,5  | 30392,1  |
| НПДН                             | тыс.руб. | 36556,9 | 82560,1 | 125055,6 | 155447,8 |
| Коэффициент дисконтирования      |          | 1       | 0,9765  | 0,9535   | 0,9310   |
| ДПДН                             | тыс.руб. | 36556,9 | 44920,0 | 40517,9  | 28295,5  |
| ЧТС пр.                          | тыс.руб. | 36556,9 | 81476,9 | 121994,8 | 150290,3 |

Полученные зависимости чистой текущей стоимости от факторов изобразим графически. Значения ЧТС на каждой прямой, соответствующие крайним точкам диапазона, соединяются между собой, образуя фигуру, напоминающую паука (рис. 1).

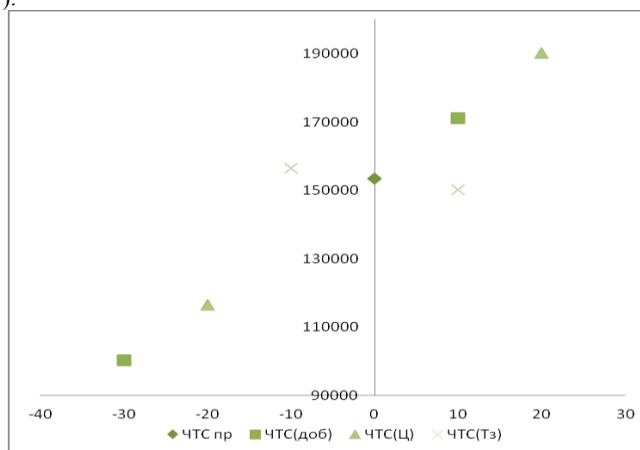


Рисунок 1 – Диаграмма «Паук»

Проведя анализ диаграммы «Паук» можно сделать вывод о том, что проведение гидравлического разрыва пласта на Игольско-Таловом месторождении целесообразно и экономически выгодно, так как все значения ЧТС находятся в положительной области, соответственно проект не имеет риска.

Заключение. В данной работе произведён анализ текущего состояния разработки Игольско-Талового нефтяного месторождения. Проектный уровень добычи нефти в рассматриваемый период времени не был достигнут. Отставание фактической добычи нефти от проектной составило 112,8 тыс.т (-8,7%), что не превышает допустимое отклонение ( $\pm 20\%$ ), согласно приказа МПР России № 183 от 30.06.2009 г. Основные потери добычи нефти на Игольско-Таловом месторождении связаны с Таловой площадью.

В данной работе произведены расчёты экономической эффективности гидравлического разрыва пласта. Приведена экономическая выгода освоения скважины после ГРП путём подсчётов и сопоставления расчётных данных (рис. 1). Рассмотрены вопросы техники безопасности при освоении месторождения. В целом, для данного месторождения можно сделать следующее заключение: проведение ГРП на Игольской-Таловой площади эффективно, в скважинах уже участвующих в разработке, которые имеют низкую проницаемость.

#### Литература

1. Авторский надзор за разработкой месторождений ОАО «Томскнефть» ВНК за 2011 год. Игольско-Таловое месторождение / П.В.Молодых, С.И.Алексеев, Т.П.Еремеева, О.С.Годунова, И.В.Бородич – Томск, 2012. – 217 с.
2. Резниченко В.А. Корреляция верхнеюрских пластов-коллекторов на территории деятельности ОАО «Томскнефть» ВНК./ Томск, 2000 г.
3. Багаутдинов А.К. Технологическая схема разработки Игольско-Талового месторождения./А.К.Багаутдинов - Томск, 1984 г.
5. ОАО «Томскнефть». Договор 94.14.95./ Томск, ТомскНИПИнефть, 1995.
6. Проект доразведки Игольско-Талового нефтяного месторождения./ "Томскнефть", НГДУ "Иголнефть". - 1991.
7. Фондовые источники "ТомскНИПИнефть"
8. Гидроразрыв пласта. Краткий курс. ОАО «Томскнефть» ВНК. - Стрежевой, Учебный центр.
9. Методическое руководство по оценке технологической эффективности применения методов увеличения нефтеотдачи пластов: 153-39.1-004-96/ Минтопэнерго РФ. – 1994 г.
10. Экономика, организация и планирование производства на предприятиях нефтяной и газовой промышленности./ В.Ф. Иматов, Ю.М. Малышев и др. – М.: Недра, 1990 г.