

ЭКОНОМИЧЕСКИЙ ЭФФЕКТ ДОРАЗВЕДКИ ОЛЕНЬЕГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Мамедов Р.А.

Научный руководитель доцент И.В. Шарф

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, Россия, г. Томск

Времена открытий уникальных месторождений, такие знаменитые месторождения как Ромашкинское (республика Башкортостан) и Самотлорское (ХМАО-Югра), далеко позади. На сегодняшний день, открытие основной доли разрабатываемых месторождений приурочено к 70-м годам прошлого столетия. Месторождения находятся на четвертой стадии разработки, характеризуются большим простаивающим фондом скважин, истощением пластов и обводненностью продукции более 90%. В связи с этим, для поддержания добычи на текущем уровне, возникает необходимость приращения запасов. Выполняются мероприятия по наращиванию добычи на текущем фонде скважин, а так же производится комплекс геологоразведочных работ как на месторождениях находящихся в разработке, так и на новых лицензионных площадях.

С экономической точки зрения, проведение комплекса работ по доразведке старых месторождений наиболее выгодно. Это связано с тем, что резко сокращаются затраты на бурение и ввод новых скважин в эксплуатацию, т.к. комплекс работ производится на простаивающем эксплуатационном фонде. Рассмотрим комплекс доразведочных работ на примере Оленьего месторождения.

Оленье нефтяное месторождение открыто в 1972 году. В промышленной эксплуатации с 1979 года. В Административном положении расположено на севере Томской области, и распространяется на просторах васюганских болот. Является самым старым месторождением в данном регионе. Оленье месторождение относится к Катъльгинскому лицензионному блоку, правами, на разработку которого обладает ОАО «Томскнефть» ВНК. Месторождение многопластовое, приурочено к Оленьей и Северо-Оленьей структурам. Промышленная продуктивность отложений связывается с пластами Ю₁⁰, Ю₁¹, Ю₁² позднеюрского возраста.

Перспективность нижнемелового осадочного комплекса на территории Оленьего месторождения привлекло внимание ещё в 80-х годах прошлого столетия. Актуальность разрабатываемой проблемы в настоящее время является наиболее острой, вследствие того, что разработка Оленьего месторождения находится на завершающей стадии, возрастает роль изучения наиболее перспективных нефтегазоносных комплексов по действующим скважинам.

Проведение комплекса доразведочных работ основано на геофизических исследования скважин на примере метода углерод-кислородного каротажа. Преимущество данного метода основано на том, что с помощью него, возможно, определить насыщения пластов по разрезу в скважине с обсаженным стволом. Данная методика применена на простаивающем фонде скважин по всей площади месторождения. Выполнено оконтуривание перспективной залежи, приуроченная к песчаному пласту Б₁₂.

Финансово-экономическая рентабельность проекта основана на оценке перспективных ресурсов по данной залежи, а также из расчета прироста добычи и расчета выручки от ее реализации (на примере скважины 639/28 Оленье).

Оценка перспективных ресурсов основана на подсчете запасов по формуле объемного метода:

$$Q_H = F \cdot h_H \cdot k_{ПО} \cdot k_H \cdot \theta \cdot \rho_H \quad (1)$$

где:

$$\theta = \frac{1}{b_H} \quad (2)$$

При этом плотность и газосодержание нефти, коэффициенты открытой пористости и нефтенасыщенности, а также пересчетный коэффициент взяты по аналогии с залежами верхнеюрского нефтегазоносного комплекса (таблица 1):

Таблица 1

Подсчетные параметры

Площадь нефтеносности, F, тыс. м ²	Средне-взвешенная нефтенасыщ. толщина, h _H , м	Коэф. пористости, k _{по} , доли ед.	Коэф. нефтенасыщ., k _H , доли ед.	Пересчетный коэф., θ, доли ед.	Плотность нефти, ρ _H , кг/м ³	Газовый фактор, Г _о , м ³ /т
20 610	6,73	0,15	0,5	0,82	742,5	72,7

Таким образом, перспективные ресурсы в пределах пласта Б₁₂ на территории Оленьего месторождения составляют:

$$Q_H = 20,6 \cdot 6,7 \cdot 0,15 \cdot 0,5 \cdot 0,82 \cdot 742,5 = 6,3 \quad \text{млн.т.}$$

Согласно расчетов, расходная часть, включающая в себя проведение капитального ремонта, геофизических исследований при КРС, с учетом аренды подземного оборудования и налога на добычу полезных ископаемых, составила 18 698 790 рублей. Доходная часть, расчет которой производился путем произведений ожидаемой добычи на конец года, с учетом межремонтного периода скважины, на стоимость 1 тонны нефти, составила 30 927 850 тысяч. Экономический эффект – 9 783 250 рублей.

Таблица 2

Расчет экономической эффективности по скважине 639 куст №28

№ п/п	Показатели	е.и.	Данные	Примечание
1	Цена реализации нефти (NetBack), без НДС	т. руб.	8,62	Стоимость 1 тн нефти

продолжение таблицы 2

2	Кол-во ожидаемого	тн	3 590,00	Добыча за год, с учетом МРП
3	Затраты на добычу нефти	т.руб./тн	0,501	
4	НДПИ	т. руб./скв.	3,97	
№ п/п	Показатели	е.и.	Результат	Расчет
1.1.	Выручка	т.руб.	30 927,85	п.1*п.2
1.2.	Итого доходная часть	т.руб.	30 927,85	п.1.1.
2.1.	ОИО, РИР, ПВЛГ	т.руб.	732,58	Стоимость 1 бригадо-часа ООО "ПРС" * количество часов работы бригады ((5467*132,2)/1000)
2.2.	Стоимость комплексного обслуживания УЭЦН, "Новомет"	т.руб.	788,72	
2.3.	Стоимость временного владения УЭЦН, "Новомет"	т.руб.	464,55	Стоимость аренды ЭЦН, ПЭД, Г/З, Г/С, КЛ, СУ, Шлейф, ТМПН, доп. оборуд.
2.4.	ПГИ, ГМ, МЛМ, УКК.	т.руб.	680,00	
2.5.	Перфорация	т.руб.	510,00	1м (20 отв.) 85 т.руб.
2.6.	Условно-переменные затраты на добычу нефти	т.руб.	1 798,59	
2.7.	НДПИ	т.руб.	14 234,35	
2.8.	Итого расходная часть	т.руб.	18 698,79	
3.	Итого экономический эффект	т.руб.	12 229,06	
4.	Налог на прибыль	т.руб.	2 445,81	налог на прибыль 20%
5.	Доход от внедрения	т.руб.	9 783,25	

* при расчете экономической эффективности по скважине №639 куста 28 был принят условный дебит – 10^т/сут.

АНАЛИЗ ЭКОНОМИЧЕСКОЙ РЕНТАБЕЛЬНОСТИ ВЫПОЛНЕНИЯ ПРОГРАММЫ КРС НА СКВАЖИНАХ ПОДДЕРЖАНИЯ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ

Мамедов Р.А.

Научный руководитель доцент И.В. Шарф

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, Россия, г. Томск

Заводнение нефтяных пластов – метод, преобладающий среди способов нагнетания рабочих агентов в продуктивные пласты, - обеспечил высокий текущий уровень дебитов и высокий процент отбора запасов, как на российских, так и на зарубежных нефтяных месторождениях. Популярность метода объясняется:

- 1) общедоступностью воды;
- 2) относительной простотой осуществления процесса нагнетания вследствие наличия гидравлического напора столба жидкости в скважине;
- 3) способностью воды распространяться по нефтенасыщенным пластам;
- 4) высокой нефтеотдачей при вытеснении нефти.

Данный анализ основан на применении методики оценки прироста по добывающим скважинам в окружении. Экономическая рентабельность проекта основана на подсчете прибыли при реализации дополнительно добытой нефти, полученной от реализации программы КРС ППД на примере ОАО «Томскнефть» ВНК за 2013 год.