

**ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПРОВЕДЕНИЯ ГРП НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ГАЗОДОБЫВАЮЩИХ  
ПРЕДПРИЯТИЙ НА ПРИМЕРЕ ОАО «СЕВЕРНЕФТЕГАЗПРОМ»**

**Т.Т. Мансуров, А.В. Сидоренко**

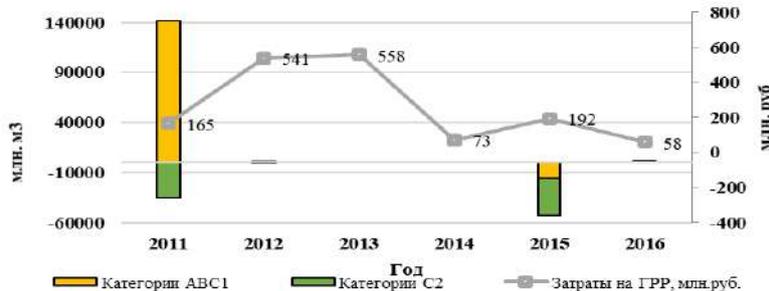
Научный руководитель - доцент И.В. Шарф

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

При принятии решений в сфере подготовки минерально-сырьевой базы добычи углеводородного сырья важную роль играет обоснование экономической эффективности планируемых геологоразведочных работ (ГРП). Решения об инвестировании в разведку и освоение объектов углеводородного сырья (финансирование ГРП для подготовки запасов на нефтеносных объектах, разведка и освоение выявленных месторождений, покупка лицензионных участков и др.) принимаются на основе результатов геолого-экономической и стоимостной оценки этих объектов [1].

Геологоразведочные работы (ГРП) на нефтеперспективных площадях имеют своей целью установление присутствия, а также выяснение условий залегания продуктивных пластов и приуроченных к ним залежей с детальностью достаточной для обоснования выбора наиболее эффективной системы разработки потенциального месторождения по их завершению. Оптимальный подход к определению методики получения информации в процессе ГРП зависит от того, насколько грамотно были составлены предварительные модели строения изучаемых объектов на разных стадиях геологоразведочного процесса. Ошибки, допущенные при проектировании системы наблюдения в течении отдельных стадий и этапов, могут привести к заблуждениям во взглядах о строении изучаемого объекта, что повлечёт за собой просчёты в проектировании рациональной методики его дальнейшего освоения. Повышение эффективности ГРП в том числе связано с использованием данных о геологическом строении хорошо изученных площадей, расположенных в схожих геологических условиях, а также с проведением анализа допущенных ошибок в процессе ГРП на аналогичных объектах. В настоящей работе была проанализирована эффективность проведения геологоразведочных работ на примере ОАО «Севернефтегазпром».

ОАО «Севернефтегазпром» — одно из основных добывающих предприятий Группы Газпром. Ключевым проектом компании является разработка и обустройство Южно-Русского нефтегазоконденсатного месторождения, которое относится к числу крупнейших нефтегазоконденсатных месторождений России. Газовый промысел Южно-Русского нефтегазоконденсатного месторождения на сегодняшний день является одним из самых современных и технически оснащенных в России, объединяющим западные технологии с российским опытом работы в сложных климатических условиях. Южно-Русское нефтегазоконденсатное месторождение, расположенное в северо-восточной части Западной Сибири, является одним из крупнейших в России по объемам запасов.



**Рис.1 Динамика показателей прироста запасов и затрат на геологоразведочные работы**

скважин, а в 2017 году строительство поисковых и разведочных скважин не планировалось и не проводилось, с этих соображений в динамике этот год не учитывался.

Значительный прирост запасов природного газа в 2011 году связан с вводом в эксплуатацию экспериментальной двухзабойной скважины № 174, пробуренной на туронскую газовую залежь (Рис.1). Прирост запасов составил 139,8 млрд. м³ природного газа. До 2015 года прирост запасов не изменялся по причине эксплуатации уже пробуренных скважин без ввода новых. В 2015 году пересчет показал снижение прироста извлекаемых запасов природного газа на 53 млрд. м³. Высокие затраты на ГРП не могут гарантировать высокий показатель прироста запасов, как это видно из графика по динамике с 2012 по 2016 г., эффективность данного мероприятия зависит от технологии проведения и более совершенного комплекса данных работ, а также геологических особенностей лицензионного участка.

Далее рассмотрим ГРП на территории Южно-Русского лицензионного участка за период 2011 по 2017 год. Строительство поисково-разведочных скважин в 2011 и 2012 году не осуществлялось, испытаний объектов в колонне не было. Работы проводились по трем основным направлениям: тематические и научно-исследовательские работы; сейсмические исследования территории; мероприятия по защите окружающей среды и ликвидация неблагоприятных условий строительства. В 2016 году проводились работы по завершению строительством двух разведочных

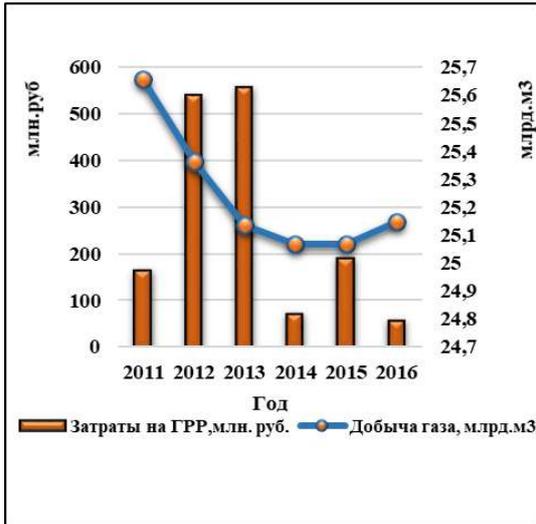


Рис.2 Динамика добычи газа и затрат на геологоразведочные работы

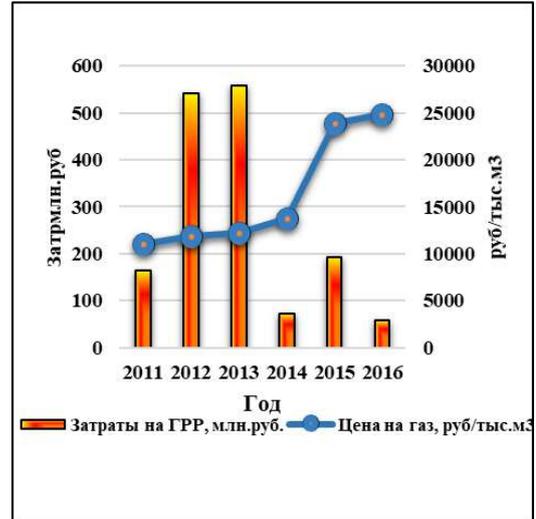


Рис.3 Динамика цен на газ и затрат на геологоразведочные работы

Анализируя данные, следует вывод, что высокие вложения в ГРП не всегда гарантируют увеличение запасов и показателей добычи, вследствие того, что данные работы не всегда бывают успешными, что отражает ситуацию в 2012 и 2013 году. На инвестиционный потенциал ГРП значительное влияние оказывает цена на газ, так как в условиях низких цен происходит сокращение геологоразведочных программ. Однако как видно из рисунка 3 обеспеченность запасами позволяет снизить затраты даже в условиях роста цен.

Рассматривая примерную структуру себестоимости ГРП (Рис.4), можно сделать вывод, что высокая доля затрат приходится на заработную плату и ИТР – 40% и на накладные расходы – 15%. Прибыль организации по основной деятельности складывается из плановых накоплений, экономии от снижения себестоимости ГРП и от сокращения объемов ГРП при выполнении геологического задания.



Рис. 4 Структура себестоимости геологоразведочных работ

В целом, проведение ГРП играет огромную роль в приросте сырьевой базы газодобывающих предприятий. Развитие ГРП связано с решением новых задач, включающих: расширение минерально-сырьевых баз на промышленно освоенных территориях за счёт выявления глубокозалегающих, слепых (не имеющих выхода на поверхность) и погребённых (под рыхлыми отложениями) залежей; подготовку новых минерально-сырьевых баз в труднодоступных малоосвоенных районах; поиски и разведку больше объёмных месторождений с низкими концентрациями полезных компонентов.

Эффективность работ зависит от многих факторов как геологических, так их экономических, институциональных и технологических. Повышение эффективности ГРП может быть достигнуто за счет: концентрации геологоразведочных работ по наиболее перспективным направлениям; совершенствования методики и комплекса геологоразведочных работ; совершенствования техники и методики сейсмических работ; улучшения техники и технологии буровых работ; улучшения геофизических исследований в скважинах и повышения выноса керна; совершенствования техники и технологии испытания скважин в процессе бурения и через эксплуатационную колонну. [3]

Сегодня геологоразведочные работы на месторождении продолжаются, ведется работа по увеличению фонда действующих скважин и развитию инфраструктуры.

Литература

1. Герт А. А., Немова О.Г., Супрунчик Н.А., Волкова К.Н. - Стоимостная оценка запасов и ресурсов углеводородного сырья // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. - 2006. - Вып. 2. - С. 54-60.
2. Финансовая отчетность по МСФО ОАО «Севернефтегазпром».
3. Шпайхер Е.Д., Салихов В.А. Геологоразведочные работы и геолого-экономическая оценка месторождений полезных ископаемых. Учебное пособие / СибГИУ. - Новокузнецк, 2002. - 311 с.

**ОЦЕНКА ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИ ПОДБОРЕ ОПТИМАЛЬНОЙ  
ПРОГРАММЫ УПЛОТНЯЮЩЕГО БУРЕНИЯ**

**А.А. Никонов, К.В.Синебрюхов**

Научный руководитель: профессор П.Н. Зятиков, доцент И.В. Шарф

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

Аннотация: в представленной работе приводится сравнение и обоснование экономической эффективности бурения горизонтальных стволов с многостадийным гидравлическим разрывом пласта в качестве уплотняющего бурения. Рассматриваются экономические показатели бурения горизонтальных и наклонно-направленных скважин.

Ключевые слова: уплотняющее бурения, горизонтальная скважина, наклонно-направленная скважина, многостадийный гидравлический разрыв пласта, рентабельность бурения.

Введение

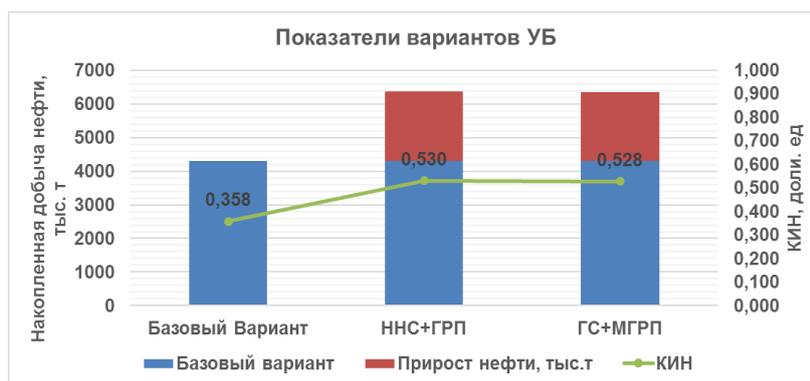
На данный момент множество месторождений характеризуются высокой выработкой запасов, что в первую очередь влияет на запланированные уровни добычи. В связи с этим необходимо вовлечь запасы, не участвующие в разработке. Для достижения данной цели необходимо использовать методы, увеличивающие охват области пласта [2]. Один из таких методов, зарекомендовавший себя в производственной практике – это уплотнение сетки скважин путем бурения новых скважин [1].

Для определения локализации запасов на исследуемом участке месторождения «Z» была построена секторная фильтрационная модель с измельчением сетки до размера ячеек 20x20 м. После адаптации секторной фильтрационной модели были построены карты плотностей остаточных извлекаемых запасов на конец разработки по базовой добыче. В результате были найдены слабо дренируемые зоны, куда и закладывалось уплотняющее бурение для достижения проектных значений коэффициента извлечения нефти. Для этого было предложено два варианта разработки [4]:

Уплотняющее бурение с использованием 37 скважин наклонно-направленного бурения с гидравлическим разрывом пласта.

Уплотняющее бурение с использованием 18 горизонтальных скважин с многостадийным гидравлическим разрывом пласта.

На рисунке 1 изображена диаграмма расчетных накопленных показателей по вариантам уплотняющего бурения с использованием ГС+МГРП и ННС+ГРП на конец разработки. Из графика видно, что наибольший коэффициент извлечения нефти достиг вариант с использованием наклонно-направленных скважин, однако по накопленным показателям вариант с использованием горизонтальных скважин отличается менее чем на 0,5%.



**Рис. 1 Результаты расчета вариантов уплотняющего бурения**

На рисунке 2 изображены результаты расчета экономической эффективности вариантов уплотняющего бурения, рассчитанные на основе накопленных показателей вариантов на конец разработки [3]. Капитальные вложения варианта с использованием наклонно-направленных скважин значительно больше в сравнении с другими вариантами, за счет большого количества скважин, запланированных для бурения, и составляет 4 792 млн. руб. Капитальные вложения варианта с наибольшим значением чистого дисконтированного дохода отмечается у горизонтальных скважин – 1 269 млн. руб., что в 3,8 раза меньше, чем у наклонно-направленных скважин. Чистый дисконтированный доход варианта уплотняющего бурения с ННС+ГРП составляет 442 млн. руб., при этом у варианта с ГС+МГРП ЧДД на 42% больше (758 млн. руб.).