

ОПТИМИЗАЦИЯ МЕТОДИКИ ПРОВЕДЕНИЯ ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ НА ОБЪЕКТАХ СЛОЖНОГО СТРОЕНИЯ

С. И. СОЛОВЬЁВ

Пермский государственный технический университет

Геологоразведочные работы (ГРР) на нефтеперспективных площадях имеют своей целью установление присутствия, а также выяснение условий залегания продуктивных пластов и приуроченных к ним залежей с детальной достаточной для обоснования выбора наиболее эффективной системы разработки потенциального месторождения по их завершению. Оптимальный подход к определению методики получения информации в процессе ГРР 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 ГРР 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 ГРР на аналогичных объектах. В настоящей работе сделана попытка проанализировать эффективность проведения геологоразведочных работ на примере I эксплуатационного объекта Харьягинского месторождения. Харьягинское месторождение административно расположено в Ненецком АО. В состав I эксплуатационного объекта Харьягинского месторождения включены залежи девонского терригенного нефтегазоносного комплекса Тимано-Печорской НГП. Основной целью проведённого анализа считаем определение рекомендаций для более оптимального подхода к проведению ГРР на объектах сложного геологического строения, основанных на исключении ошибок, допущенных при подготовке к разработке Харьягинского месторождения. В районе расположения Харьягинского месторождения возможно открытие подобных ему объектов, поэтому выданные рекомендации могут быть учтены при проектировании ГРР в регионе.

Харьягинская структура представляет собой крупную асимметричную приразломную антиклинальную складку северо-западного простирания, погружающуюся в северном направлении. Структура расположена в пределах наиболее сложно построенного участка Печорской плиты – Печоро-

Колвинского авлакогена, тектонический режим развития которого в течении каледонского этапа тектогенеза характеризуется интенсивными подвижками, связанных с активностью отдельных блоков фундамента. Активизация тектонических движений проявилась в интенсивной разломной тектонике, размыве отложений на приподнятых блоках земной коры и заполнении прогибов продуктами размыва.

I эксплуатационный объект Харьягинского месторождения является основным по своим запасам из объектов, разрабатываемых компанией «ЛУКОЙЛ», его суммарные балансовые запасы составляют 70,9 млн. т. Продуктивны афонинский, старооскольский, пашийский горизонты.

Особо характерна для пластов I эксплуатационного объекта тектоническая раздробленность, блоковость строения залежей, установленная в процессе их эксплуатации. Разрывные нарушения имеют преимущественно меридиональную и субмеридиональную направленности. Генетически они связаны с основным структурообразующим разломом, имеющим региональное развитие. Палеофациальный и палеотектонический анализ показывают, что тектоническая активность на рассматриваемой территории по времени захватывала длительный промежуток. Однако, наиболее амплитудные тектонические подвижки, приведшие к нарушению сплошности пород, произошли после формирования песчаных толщ старооскольского горизонта. Выделенные дизъюнктивные нарушения имеют разную протяженность и размеры. Амплитуда смещения пород по нарушениям также неодинаковая. В то же время анализ свидетельствует, что в большинстве случаев амплитуды разломов на участках их развития не превышают толщину пласта. В таких случаях полного разобщения проницаемых прослоев не наблюдается. Увеличение экранных свойств разломов может происходить на участках повышенной расчлененности объекта, где эффективные толщины отдельных прослоев и разделяющих их плотных разностей сопоставимы с амплитудой сбросов. В таких случаях по разные стороны разломов сочленяются проницаемые и непроницаемые разности пород, что приводит к заметному возрастанию экранных эффектов. Подобные явления влияют на положение плоскости ВНК, которая по площади структуры может испытывать некоторые колебания.

В процессе разведки Харьягинской площади (1977–1984 гг.) залежи продуктивных пластов терригенного девона разбуривались по самостоятельной сетке разведочных скважин. В контур нефтеносности попали 16 из 17 пробуренных скважин. Указанный этап освоения месторождения завершился в 1984 г. подсчетом запасов нефти и растворенного газа и составлением технологической схемы разработки Харьягинского месторождения. Все проектные решения технологической схемы базировались на пликративной геологической модели продуктивных пластов, составленной по результатам подсчета запасов 1984 г. По мере разбуривания месторождения эксплуатационными скважинами не подтвердилась первоначальная модель строения продуктивных пластов. Детализационной сейсморазведкой 3D установлено значительное количество

разрывных нарушений, осложняющих морфологию залежей. В ряде случаев подобные тектонические элементы подсечены глубокими скважинами.

Дополнительно полученный материал позволил сравнительно детально представить геологическое строение объекта, более обоснованно выделить продуктивные пласты и приуроченные к ним залежи нефти, произвести их геометризацию, обосновать подсчетные параметры и в 2003 г. произвести по ним переоценку запасов нефти и растворенного газа. Основное отличие геологических моделей подсчёта запасов 1984 г. и 2003 г. в том, что в 1984 г. была принята неверная гипотеза пликативного строения продуктивных пластов, в 2003 г. все построения были выполнены с учётом наличия дизъюнктивов, блокового строения природных резервуаров. В целом по девонскому продуктивному комплексу произошло снижение запасов категории ВС₁ на 13 %. Главными влияющими факторами, определяющими уменьшение площадей нефтеносности, явились изменение положения отметок ВНК по различным блокам залежей и выявление ранее неучтённых зон отсутствия коллектора. Некоторое увеличение значений других подсчётных параметров по отдельным залежам лишь слегка скомпенсировало общую тенденцию сокращения запасов по продуктивным пластам терригенного девона.

Официальным действующим проектным технологическим документом на разработку месторождения является технологическая схема разработки 1986 г., составленная на основе запасов, утвержденных в ГКЗ. С самого начала освоения месторождения возникла необходимость корректировки принятых в техсхеме решений. Наиболее существенной причиной такой необходимости было сокращение проектного фонда скважин из-за значительного изменения геологических моделей (и, соответственно, запасов) всех введенных в разработку пластов. Это привело к резкому расхождению проектных и фактических показателей разработки как по отдельным пластам, так и в целом по объекту. Отмечалось неудовлетворительное состояние освоения месторождения и рекомендовалось скорректировать проектный документ, поскольку произошло резкое сокращение проектного фонда скважин из-за существенного изменения геологических моделей всех введенных в разработку пластов. На основе оперативной оценки запасов нефти I, IV–VI эксплуатационных объектов в 2000 г. институтом «Печорнипнефть» было составлено «Дополнение к технологической схеме разработки Харьягинского нефтяного месторождения (I, IV–VI объекты)». В содержании нового проектного документа были заметно снижены проектные уровни добычи нефти, жидкости, закачки воды, произошло сокращение проектного фонда добывающих и нагнетательных скважин. Необходимость подобных изменений продиктована резким расхождением основных проектных показателей разработки с фактическими. Эти несоответствия вызваны главным образом отставанием темпов разбуривания объекта. Основной причиной этому явилась неточная и во многом неверная геологическая модель объекта разработки, заложенная в основе проектных документов. В частности, к 2003 году 10 проектных скважин, пробуренных на I объект, были переведены на вышележащие объекты (II, III, IV)

из-за отсутствия продуктивных отложений или из-за высокой обводнённости продукции ввиду близости к контурам нефтеносности.

Как уже говорилось, принятые в 1986 г. проектные уровни добычи нефти и жидкости по I объекту многократно превышали фактические. Величины накопленной добычи нефти и жидкости отставали от проекта в 1999 г. больше чем на 50 %, а после корректировки проектных показателей в 2000 г. фактические и проектные показатели практически сравнялись. Накопленная закачка воды в течение всего периода разработки I объекта была меньше проектной. Разница между фактическими и проектными показателями до 2000 г. объясняется значительным отставанием действующего фонда добывающих и нагнетательных скважин от проектного: так в 1999 г. наблюдается трехкратное превышение проектного фонда добывающих скважин и четырехкратная разница в фонде нагнетательных скважин, что является следствием уменьшения площади нефтеносности. Организация ППД была осуществлена лишь на пятый год разработки объекта (вместо 1989 г. как указано было в проекте).

Очевидно, что разработка I эксплуатационного объекта в период с 1986 по 2000 гг. не могла быть рациональной как в технологическом, так и в экономическом отношении. Принятие неверной геологической модели, составленной в 1984 г. повлекло за собой множество трудностей объективного характера. Напрашивается вывод о недостаточной подготовке залежей к разработке, неэффективной методике проведения геологоразведочных работ. В чём же заключается эта неэффективность? Думается, что всему причиной послужил достаточно стереотипный подход к процессу получения информации о геологическом строении структуры на всех стадиях геологоразведочного процесса. В частности, широкое развитие тектонических нарушений по отдельным литолого-стратиграфическим комплексам и связь формирования структуры с активностью дизъюнктива регионального значения, наверное, можно было бы определить на самых ранних стадиях ГРП изучением структуры фундамента и детальным анализом режима тектонического развития территории. Имея в виду возможность тектонической нарушенности структуры, можно было с соответствующим подходом провести более детально и по наиболее оптимальной методике подготовку структуры к глубокому бурению. Выявив присутствие дизъюнктивов, определив их амплитуду и распространение на поисковом этапе ГРП с максимально возможной точностью, разведочные работы на площади оптимальнее было бы проводить, изучая строение залежей по отдельным блокам и сопровождая бурение разведочных скважин проведением сейсморазведочных работ по самой современной методике. Если вышеизложенный подход был бы возможен для осуществления и осуществлён, расходы на его проведение, наверное, были бы значительно меньше расходов на аналогичные работы, проведённые когда-то на Харьягинской площади. Рационально ли это? Конечно, этот вопрос требует отдельного анализа, но нам кажется, что всех тех затруднений, которые возникли перед нефтяниками в процессе разработки объекта и месторождения, можно было бы избежать до её начала.