

Литература

1. 1)Сертификат ISO 14001. Система экологического менеджмента (СЭМ) http://www.serconsrus.ru/services/sistema_ekologicheskogo_menedzhmenta/?utm_source=Yandex_Direct&utm_medium=cpc&utm_campaign=sercons-iso
2. Охрана окружающей среды ОАО «Газпром» www.gazprom.ru/environmental-protection/#land
3. Экологическая политика ОАО «Газпром» www.gazprom.ru/nature/ecology/
4. Отчет 2013 ОАО «Газпром» <https://Gazprom.ru/f/posts/74/295290/Gazprom-environmental-report-2013-ru.pdf>
5. Оценка эффективности систем экологического менеджмента http://studopedia.net/3_46488_kolichestvennaya-i-kachestvennaya-otsenka-effektivnosti-sistem-ekologicheskogo-menedzhmenta.html

ЭКОНОМИЧЕСКИЕ АСПЕКТЫ ГЕОЛОГО-ТЕХНИЧЕСКИХ МЕРОПРИЯТИЙ ПО ПОВЫШЕНИЮ КИН (НА ПРИМЕРЕ КРАПИВИНСКОГО НМР)**А.С. Иванов И.В. Шарф**

Научный руководитель доцент И.В. Шарф

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Целью работы является анализ финансово - экономической эффективности повышения коэффициента извлечения нефти.

Актуальностью являются задачи применения новых технологий, позволяющих значительно увеличить нефтеотдачу данного месторождения, а конкретно разработать дальнейший план действий по ведению новых скважин и применения различных геолого-технических мероприятий по повышению коэффициента извлечения нефти.

Крапивинское месторождение открыто в 1985 году, введено в пробную эксплуатацию в 1998 году. По балансовым запасам месторождение относится к крупным. Томский ЛУ месторождения находится на 2 стадии разработки.

На данной стадии изученности месторождения в пласте Ю₁³ выявлено 6 залежей нефти: Северная, Восточная, Центральная, Район скв. № 198Р, Юго-восточная и Южная, разделяющиеся между собой «литологическими» экранами (зонами деструкции) и тектоническими нарушениями. С учетом унаследованности тектонических условий с нижележащим пластом Ю₁³ и фактических данных пласта Ю₁², в нем было выделено 6 блоков и 7 залежей, приуроченных к ним. Залежи получили следующие названия: Северная, Восточная, Центральная, Юго-западная, Южная, Юго-восточная и Район скважины № 210Р.

В результате количественных и качественных характеристик месторождения а так же проведенных ГРП, произошло увеличение запасов нефти за счет нефтенасыщенных толщин и расширения контура нефтеносности. С целью вовлечения этих запасов в разработку необходимы корректировки ранее утвержденных проектных решений разработки томского ЛУ: увеличение объема и корректировка динамики эксплуатационного бурения, оптимизация объектов поверхностной инфраструктуры, корректировка уровней добычи и технико-экономических показателей разработки в соответствии с актуальным экономическим сценарием.

Приоритетной задачей разработки месторождения является обеспечение максимального суммарного отбора нефти и достижения проектного КИН. Разработка оптимизируется в сторону минимизации возможных сроков выработки запасов с увеличением срока рентабельности.

За многие годы из большого числа вариантов и альтернатив, рассмотренных компаний, сформировались некоторое количество различных вариантов для повышения нефтеотдачи и выработки запасов. В работе были рассмотрены следующие три основных варианта разработки актива:

Нулевой вариант – предполагает продолжение разработки сложившимся фондом без бурения проектных скважин, без дополнительных ГТМ, кроме тех, что направлены на восстановление базовой добычи. Достигнутый КИН на 2050 год - 0,192; накопленная добыча нефти составляет 28,8 млн.тонн; вовлечено в разработку 52,9 % от НИЗ.

Базовый вариант - По утвержденному варианту предполагается уплотнение сетки разбуривания и бурение проектных наклонно-направленных скважин 4-мя буровыми бригадами. Пласты Ю₁² и Ю₁³ разрабатываются единым объектом Ю₁²⁺³. Проектный фонд скважин для бурения составил 327 (из них 222 добывающих, 100 нагнетательных, 5 водозаборных). Из них, в той части пласта Ю₁², которая не совпадает в плане с пластом Ю₁³ (эта часть находится в районе Восточной залежи), предполагается дополнительно пробурить самостоятельную сетку скважин. Достигнутый КИН на 2050 год - 0,294; накопленная добыча нефти составляет 44,1 млн.тонн; вовлечено в разработку 80,8 % НИЗ.

Оптимизированный – Основные изменения определены экономической эффективностью развития актива. Отказ от бурения 14 кустовых площадок, 17 ЗБС, 10 приобщений основан на неэффективных инвестициях в актив и увеличивает доходность и привлекательность проекта. Хотя, разбуривание пласта Ю₁² наклонно-направленными скважинами экономически нецелесообразно, а применение горизонтального бурения не обоснованно, но решение о разработке пласта Ю₁² будет принято после подтверждения добычных возможностей опытно-промышленного участка горизонтальных скважин Достигнутый КИН на 2050 год - 0,290; накопленная добыча нефти составляет 43,5 млн.тонн; вовлечено в разработку 80 % от НИЗ.

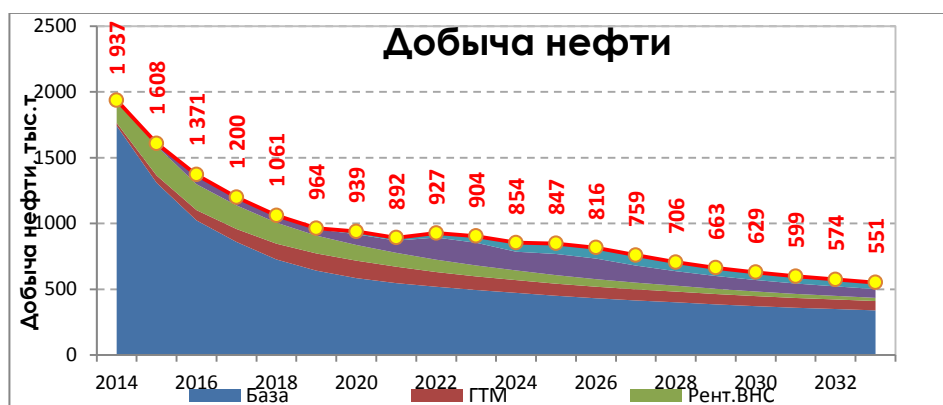


Рис.1 – добыча нефти по разным вариантам разработки месторождения

Сравнительный технико-экономический анализ расчетных вариантов показал, что наиболее высокие технико-экономические показатели с наименьшим технологическим риском достигаются оптимизационным вариантом, на основании чего он принят в качестве рекомендуемого (таблица 1).

Таблица 1.

Экономическая оценка альтернативных вариантов разработки

Наименование показателя	Единицы измерения	Вариант нулевой	Вариант базовый	Вариант оптимизированный
Добыча нефти	тыс.т	15 353,1	30 562,3	29 981,7
Добыча газа	млн.м3	621	1 221	810
Инвестиции	млн.руб.	13 923	47 526	33 059
NPV	млн.руб.	9 025	6 823	11 377
PI, д.ед.	д.ед.	3,00	1,33	1,70
IRR	%	---	---	---
Уд. инвестиции на 1 тонну добычи	тыс.руб./т	0,91	1,56	1,10
ГЭП проекта	год	2019	2 021	2025



Рис. 2 - Дерево решений

Данное дерево решений (рис 2.) характеризуется тремя точками принятий решений: 1 точка предполагает отказаться от бурения и разрабатывать месторождение сложившимся фондом скважин, NPV составит – 9 025 млн.руб. Точка 2 – разработка месторождения по утвержденному документу ЦКР, NPV составит 6 823 млн. руб. Как видно из блок-схемы наибольшее значение NPV относится к точке решения – 3, характеризуется реализацией только экономически эффективных геолого-технологических мероприятий, NPV составит 11 377 млн. руб.

Оптимальный вариант развития активов.

Данный вариант разработки месторождения подразумевает разработку сложившимся фондом скважин без дополнительных мероприятий связанных с развитием актива и каких-либо дополнительных решений. «Нулевой» вариант несет только затраты на текущий ремонт, замену, реконструкцию крупных объектов, агрегатов, площадок, без которых не может быть обеспечена опция базовой добычи.

Для оптимизации затрат, увеличения рентабельного периода разработки предусмотрено планомерное выбытие скважин актива по мере обводнения или достижения рентабельного дебита нефти. В связи с тем, что наиболее выработанная Северная залежь является высокопродуктивной с дебитами по жидкости до 600 м³/сут, поэтому экономически не целесообразно эксплуатация таких скважин при критической обводненности. Это приводит к высоким эксплуатационным затратам, затратам электроэнергии, износ оборудования и инфраструктуры, а так же не целесообразной загрузке узлов обустройства, при дебитах нефти ниже рентабельного.

«Нулевой» вариант на Крапивинском месторождении не требует капитальных затрат и инвестиций в себестоимость. В «базовом» варианте предусмотрены только проведение плановых ГТМ, направленных на поддержание уровней добычи, снижение текущей обводненности, ремонт и содержание существующего фонда скважин. «Нулевой» вариант является один из самых рентабельных методов разработки месторождения, однако противоречит требованиям лицензионного соглашения о разработке недр и не реализует полномасштабной выработки запасов.

Так как базового фонда на месторождении недостаточно для максимальной выработки запасов, достижения утвержденного КИН и максимально возможного дохода государству, необходимо вовлечение в разработку не разбуренных частей месторождения путем интенсивного бурения. С этой целью предполагается добуривание Южной залежи месторождения, а так же уплотнение сетки скважин Северной залежи месторождения в зоны с рентабельными, остаточными запасами нефти.

Минимальный срок разработки месторождения и поддержание максимальных темпов отбора обеспечивается интенсивным разбуриванием площадей 4-мя буровыми бригадами. Данное количество бригад целесообразно не только экономически, но и лимитировано по причинам отсутствия целостности инфраструктуры обустройства Южного блока, находящегося на стадии строительных работ. В начальные сроки интенсивного разбуривания (2010 год) работы проводились 5-ю буровыми бригадами, что привело к отставанию развития инфраструктуры вновь разбуриваемых площадей. Было принято решение уменьшить темп разбуривания, сократив количество буровых бригад до 4.

Возможное достижение утвержденного КИН ведется применением регулирования процесса заводнения и высокоэффективных ГТМ и МУН.

Таблица 2.

Основные факты по активу на 2011 год

Начало промышленной эксплуатации	1998 г.
Начальные извлекаемые запасы, млн. т.	54,55
Остаточные запасы, млн. т.	41,06
Годовой объем добычи в 2011 г., млн. т.	2,07
Обводненность, %	0,68
Бездействующий фонд добывающих скважин, (% от действующего)	5,2
Затраты на подъем в 2011г., тыс. руб./т	1,11
Капвложения в 2011г., (млрд. руб.)	6,2
ГЭП	2025

Основная стратегия геолого-технических мероприятий, реализуемых на Крапивинском месторождении, направлена на увеличение рентабельного срока разработки, при достижении максимально возможного КИН. Выполнить эту задачу призван комплекс экономически рентабельных ГТМ, которые включает в себя:

- Ввод 201 наклонно-направленных скважин до 2017 года (149 добывающих и 52 нагнетательных) с ГРП. Многие кусты уплотняющего бурения, а так же ЗБС на Северной залежи экономически нерентабельные. Таким образом, от капиталовложений в данное бурение предложено отказаться и заменить кусты уплотняющего бурения на возможные ЗБС.
- В связи с интенсивным разбуриванием Южной залежи проводится постоянный мониторинг месторождения. Своевременная корректировка запасов, карт и моделей месторождения, а так же оптимизация системы разработки и объектов поверхностной инфраструктуры, корректировка технико-экономических показателей позволяет оперативно и эффективно управлять активом.
- Применение высокоэффективных ГТМ на месторождении позволяет продлить рентабельный срок работы скважин. На обводненном фонде скважин применяется РИР, либо потокоотклоняющие технологии. При полной выработки запасов скважина является непосредственным кандидатом на ПВЛГ с селективным ГРП.
- Снизить издержки и эксплуатационные затраты позволяет вывод скважины в бездействие по рентабельному дебиту нефти и соответствующее регулирование фонда нагнетательных скважин.

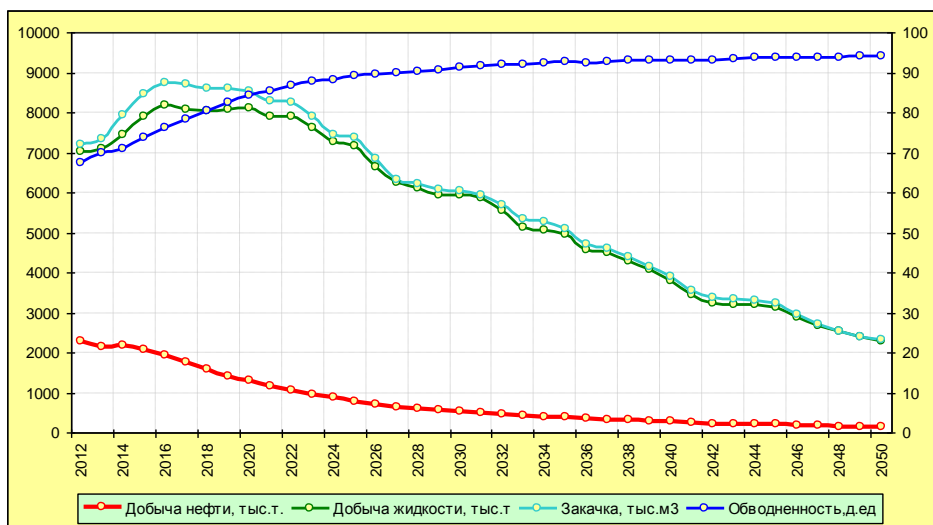


Рис.3 - График разработки месторождения.

Как видно из рисунка 3 высокие уровни добычи жидкости полностью компенсируются своевременно сформированной системой ППД, что на сегодняшний день является приоритетной задачей при вводе новых скважин. На 1.01.2012 г. компенсация добычи составляет 99,7 %, однако распределение компенсации на месторождении имеет очаговый характер.

Проведенный технико-экономический анализ разработки Крапивинского месторождения по предложенным ГТМ показал, что при бурении 27-ми запланированных ранее кустовых площадок неэффективным является бурение 17 кустовых оснований. Поэтому был просчитан оптимизированный вариант без учета 14 неэффективных кустов.

Ключевые показатели эффективности от реализации рекомендуемого варианта разработки представлены в таблице 3.

Таблица 3.

Ключевые показатели эффективности Крапивинского месторождения

Наименование показателя	2012	2013	2014	2015	2016-2050	Итого
Добыча нефти, тыс.т	2 276,8	2 130,8	2 159,9	2 077,9	21 336,3	29 982
Капитальные вложения, млн.руб.	4 970	4 473	3 512	2 594	9 807	25 356
в том числе:						
ГРР						
Подготовительные работы	498	383	359	288	420	1 948
Эксплуатационное бурение	2 173	2 796	2 140	1 546	2 091	10 745
Площадочные объекты	430	313	191	317	445	1 696
Трубопроводы	428	183	119	32	1 387	2 149
Автодороги	561	258	329	79	472	1 698
Объекты энергохозяйства	537	347	158	144	295	1 480
Объекты социального назначения						
ПИР	59					59
Оборудование НВСС	158	195	183	181	4 357	5 074
Затраты на поддерж. инфр-ры	127		33	6	340	507
Прочие						
Инвестиции в себестоимости, млн.руб.	172	173	222	216	6 920	7 703
Операционные затраты, млн.руб.	2 351	2 629	2 933	3 233	127 001	138 146
ЕВИТДА, млн.руб.	7 808	6 366	6 162	5 820	-10 259	15 896
Чистый денежный поток, млн.руб.	1 645	1 105	1 997	2 679	-13 575	-6 148
Дисконтированный денежный поток, млн.руб.	1 534	896	1 408	1 643	5 909	11 390

В структуре капитальных затрат, на примере рекомендуемого варианта, основными являются затраты на эксплуатационное бурение (42%), также на строительство и реконструкцию линейных объектов и ОНСС потребуются значительная доля затрат (41%).

Литература

1. Авторский надзор за разработкой месторождений ОАО «Томскнефть» ВНК за 2012 год. Западно-Полуденное месторождение / П.В.Молодых, С.И.Алексеев, Т.П.Еремеева, О.С.Годунова, И.В.Бородич – Томск, 2012. – С. 217
2. Проект разработки Крапивинского месторождения: «Томскнефть» ВНК, 2012.
3. Отчет «Показатели текущего состояния разработок по месторождениям» - ОАО «Томскнефть» ВНК, 2012.

ПРОБЛЕМЫ ПРОИЗВОДСТВА НЕФТЕГАЗОВОГО ОБОРУДОВАНИЯ В РОССИИ**А.М. Игольников**

Научный руководитель доцент И.В. Шарф

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Ситуация, сложившаяся на международной политической арене в настоящее время, имеет серьезное влияние на экономическую и производственную сферы, в том числе и на сферу производства нефтегазового оборудования. Санкции, введенные странами Запада в отношении России, с одной стороны, практически закрыли импортного доступ нефтегазового оборудования на российский рынок. Особенно актуальна эта проблема в сфере освоения шельфа и нефтепереработки, где используется особенно много западной техники и технологий.

С другой стороны, санкции привели к тому, что важнейшей государственной задачей на современном этапе развития страны является разработка и реализация программ импортозамещения, в том числе и в нефтегазовом комплексе. Одной из таких программ может стать создание Национальной инжиниринговой сервисной компании (НИСК) - первой в ряде аналогичных структур, которые будут создаваться в России по инициативе производителей нефтегазового оборудования. Консолидация отраслевиков откроет доступ на внутренний рынок заказов с объемом свыше 200 млрд руб. более 200 российским производственным и сервисным компаниям. Благодаря скоординированному взаимодействию Минпромторга, Минприроды и Минэнерго к 2020 году уровень импортозамещения в нефтегазовом машиностроении по ряду направлений достигнет 80%.

Отметим, что на сегодняшний день существует два подхода к проблеме производства нефтегазового оборудования в России. Так, одни специалисты утверждают, что отечественные производители часто проигрывают зарубежным конкурентам по цене, срокам изготовления и качеству машин, поэтому на российском рынке нефтегазового бурового оборудования поставки из-за рубежа составляют почти 70%. Остро стоит проблема отсутствия производства отдельных видов высокотехнологичных комплектующих. Продукция отечественного нефтегазового машиностроения, созданного практически «с нуля», пока демонстрирует невысокое качество оборудования и его низкую конкурентоспособность[1].

Однако есть мнение, что отечественное оборудование для нефтегазовых компаний практически не уступает своим западным аналогам. Так, Президент Союза производителей нефтегазового оборудования А.В. Романихин отмечает, что нужна грамотная государственная политика в отношении отрасли нефтегазового машиностроения: «Основная задача сегодня - чтобы крупные проекты, реализуемые в нефтегазовом комплексе нашими естественными монополиями, были ориентированы на отечественное, а не иностранное оборудование» [5].

С нашей точки зрения, весь комплекс проблем отрасли нефтегазового машиностроения можно разделить на две большие группы: технологические и организационные.

Под технологическими проблемами рассматриваемой отрасли предлагается понимать те аспекты, которые непосредственно связаны с производством и обслуживанием оборудования. Рассмотрим некоторые из них.

Недостаточное количество технических регламентов и государственных стандартов в области нефтегазового машиностроения. Непростые условия эксплуатации бурового и нефтегазового оборудования определяют комплекс особых требований к надежности - безотказности, долговечности, ремонтпригодности. В условиях стремительного развития науки и техники, а также информационных технологий в России наблюдается устаревание фонда государственных стандартов. Общий объем стандартов у нас примерно 24 600, что означает по намеченным разработчиками плану ежегодное их обновление должно было составлять минимум 4 000. В реальности же максимальное число пересмотренных и вновь принятых стандартов составляет около 900 единиц в год[6]. В этих условиях резко снижается эффективность государственного регулирования безопасности в промышленности, строительстве, энергетике, на транспорте, что на фоне нарастающего износа основных производственных фондов повышает вероятность возникновения аварий и техногенных катастроф.

Российские стандарты на нефтегазовое оборудование устарели и не обновлялись с советского времени. Необходимо создание российских стандартов в сфере нефтегазового машиностроения, гармонизированных с авторитетными иностранными стандартами. Учитывая сложившуюся ситуацию, считаем, что разработку новых стандартов в нефтегазовой отрасли может координировать ОАО «Газпром».

Моральный и физический износ производственного оборудования. Практически все предприятия тяжелого машиностроения были построены или спроектированы исходя из потребностей плановой экономики СССР. Предприятия тяжелого машиностроения обладают рядом специфических характеристик, а именно: низкий уровень рентабельности, высокий уровень накладных расходов, энергоемкости и металлоемкости, длительный производственный цикл и, как следствие, длительный период возвратности инвестиций[4]. Кроме того,