3 Анализ выполнения условий пользований недрами и проектного документа, состояния разработки месторождения и эксплуатационного объекта, выработки запасов и сопоставление фактических и проектных показателей

3.1 Анализ выполнения условий пользований недрами и проектного документа

*Условия пользования недрами*

Владелец лицензии обязуется:

В зависимости от геологических результатов Владелец лицензии может откорректировать объемы геологоразведочных работ.

В последующие годы объемы геологоразведочных работ будут согласовываться с Распорядителем недр, Минпромэнерго России и Управлением по недропользованию по РТ.

Произвести подсчет запасов углеводородного сырья и опробировать их в государственной экспертизе после завершения поисково-оценочных работ и при обнаружении залежей нефти.

На основании утвержденных запасов нефти и газа по новым залежам составить проект разработки и утвердить его в установленном порядке, а также оформить земельный, горный отводы и лицензию на разработку открытых месторождений.

Обеспечить получение геологических материалов, обосновывающих достоверную оценку запасов УВС, применить современные технологии работ при проведении поисково-оценочного бурения и при разработке открытых залежей с соблюдением установленных норм (правил) по охране недр, атмосферного воздуха, земель, лесов и других объектов природной среды, а также зданий и сооружений от вредного влияния работ, связанных с использованием недр.

Мероприятия по выполнению указанных требований согласовываются с Министерством охраны окружающей среды и природных ресурсов РТ и управлением по технологическому и экологическому надзору Ростехнадзора по РТ.

Вести учет добываемого сырья и числящихся на балансе запасов, а также всех параметров разработки залежей в соответствии с действующими инструкциями, представить копии необходимых данных в органы уполномоченный вести проверку, органы государственной статистики и территориальные геологический фонды.

По мере проведения геологического изучения в пределах лицензионного участка за счет государственных средств предоставлять в соответствующие геологические фонды геологическую и иную информацию о недрах в полном объеме, а также обеспечивать ее сохранность. Владелец лицензии и Управление по недропользованию по РТ обладает равными правами при использовании этой информации. Геологическую и иную информацию, полученную за счет средств Владельца лицензии и являющуюся его собственностью, передавать в геологические фонды с условиями, определяющими порядок ее использования.

Применять при разработке и эксплуатации открытых залежей и месторождений экологические безвредные технологии с целью охраны недр и окружающей среды.

Вносить плату за землю, налоги и иные платежи, предусмотренные действующим законодательством.

Обеспечивать в соответствии с проектом приведение участков земель, нарушенных при использовании недрами, в состояние, пригодное для дальнейшего использования.

Все основные условия пользования недрами в области доразведки, проведения исследовательских работ и разработки месторождения, выполняются в полном объеме согласно лицензионному соглашению.

*История проектирования разработки месторождения*

В течение 1958-1963 годы на Сулинской площади, охватывающей юго-восток Татарстана проводилось разведочно-поисковое бурение. Оно позволило установить наличие небольших по площади залежей в отложениях воробьевского и пашийского горизонтов и турнейского яруса, а также наметить контуры Матросовского поднятия, выявленного между Хансверкинским и Родниковским поднятиями Родниковского месторождения. Однако контуры залежей во многом оставались условными и проводились с учетом размеров слабо изученных нижнепермских поднятий.

В 1963 году была пробурена поисковая скважина № 74, по результатам испытания которой и по заключению ГИС было установлено наличие нефтяных залежей в отложениях живетского и турнейского ярусов.

В 1981-1988 годы на Подгорной площади, охватывающей также район Родниковского месторождения, проводилось структурное бурение по более сгущенной сетке скважин, чем в предыдущие годы. В результате проведенных работ, в 1987 году в фонд подготовленных было сдано Матросовское поднятие, вошедшее в состав Родниковского месторождения [4].

В 1988-1989 годы с целью оконтуривания Матросовского поднятия были пробурены скважины №№ 143, 144, 153, 154. Позднее, поисковая скважина № 143 была ликвидирована по геологическим причинам. При испытании скважин № 144, 154 был получен приток нефти из отложений воробьевского горизонта, а скважина № 153 подтвердила нефтеносность воробьевского и пашийского горизонтов.

В 1991 году Матросовское поднятие выделено в самостоятельное Матросовское нефтяное месторождение.

В связи с необходимостью ввода месторождения в эксплуатацию, обоснования режима работы залежей месторождения и оценки перспектив развития добычи нефти, в 1993 году сотрудниками КГРУ произведен первый подсчет запасов нефти (протокол Комиссии по запасам нефти и газа объединения «Татнефть» № 05-9/314 от 20.10.1993 г.) [5]. Запасы в ГКЗ РФ не представлялись. Они были рассмотрены ЦКЗ Минтопэнерго и поставлены на Государственный баланс запасов РФ.

На базе данного подсчета запасов, в 1993 году сотрудниками КИВЦ составлена «Технологическая схема разработки Матросовского нефтяного месторождения» по состоянию на 01.12.1993 года (протокол постоянно действующей комиссии объединения «Татнефть» № 04-3/648 от 14.12.1993 г.). Согласно технологической схеме разработки на месторождении выделен один эксплуатационный объект - воробьевский горизонт. Проектная сетка 400х400 м с размещением скважин в 2х метровойизопахите. Система воздействия на залежи воробьевского горизонта - внутриконтурная и приконтурная на Матросовском поднятии и приконтурная – на Алеевском. Другие горизонты — пашийский и турнейский малоизученные, поэтому как объекты разработки не рассматривались, а предлагалось провести дополнительные сейсмо-разведочные исследования [6].

В 1995 году месторождение введено в разработку согласно проектному документу [7]. Разрабатывает Матросовское нефтяное месторождение НГДУ «Бавлынефть», которое является структурным подразделением ОАО «Татнефть». На баланс НГДУ «Бавлынефть» Матросовское месторождение принято в 1994 году (акт передачи с ТГРУ - приказ № 292 от 13.10.1994 г.).

По результатам бурения поисково-разведочных и эксплуатационных скважин были уточнены контуры известных залежей, выявлены и оконтурены вновь открытые залежи, в связи с чем, в 1999 году сотрудниками КГЭ выполнен «Подсчет запасов нефти Матросовского месторождения» (протокол ГКЗ Роснедра № 587-дсп от 30.06.2000 г.) [8].

В 1999 году сотрудниками ТатНИПИнефть выполнена работа «Технико-экономическое обоснование коэффициента нефтеизвлеченияМатросовского месторождения» (протокол РКРР РТ № 62 от 10.09.1999 г.) [9].

По вновь пересчитанным запасам, в 2000 году в ТатНИПИнефть составлена «Технологическая схема разработки Матросовского нефтяного месторождения» с дополнительной запиской (протокол РКРР РТ № 132 от 23.10.2000 г.) [10, 11]. Согласно данной работе, на месторождении выделено два эксплуатационных объекта - теригенный девон (воробьевский и пашийский горизонты), нижний карбон (кизеловский и данково-лебедянский горизонт). Разбуривание выделенных объектов по квадратной сетке 400х400 м. Система воздействия на залежи девона - приконтурное и очаговое, на кизеловском горизонте – внутриконтурное заводнение, закачка циклическая. Проектный фонд для бурения 111 скважин. Применение МУН – закачка ОЭЦ, ПДС, применение технологии СНПХ-9630, резиновая крошка, АХВ, КИВ. Ожидаемый КИН – 0,332.

В результате бурения поисково-разведочных и оценочных скважин, выполнения сейсморазведочных работ НВСП, анализа геолого-геофизического и промыслового материала уточнено геологическое строение месторождения, а так же с учетом добычи нефти и газа, в 2008 году сотрудниками ТГРУ выполнен «Подсчет запасов нефти и ТЭО КИН Матросовского месторождения» (протокол ГКЗ Роснедра № 1639-дсп от 23.05.2008 года) [12].

В 2009 году сотрудниками ТГРУ составлено «Дополнение к технологической схеме разработки Матросовского нефтяного месторождения» (протокол ТО ЦКР по РТ № 943 от 31.07.2009 г.) [13]. Работа выполнена на основе последнего подсчета запасов нефти по месторождению.

В 2013 году сотрудниками ТатНИПИнефть выполнена работа «Дополнение к технологической схеме разработки Матросовского нефтяного месторождения» (протокол ТО ЦКР по РТ № 113 от 26.12.2013г.) [14]. Работа выполнена в связи с необходимостью объемов бурения на месторождении – за межпроектный период 2009-2012 годы пробурены шесть скважин против 12 по проекту. Принятый к реализации вариант предусматривает:

- выделение шести объектов разработки: воробьевского, пашийского, данково-лебедянского, заволжского, турнейского, бобриковского;

- разбуривание объектов разработки по равномерной треугольной сетке с расстоянием между скважинами 300м;

- система заводнения на воробьевском и пашийском объектах – приконтурная с элементами очагового заводнения, на данково-лебедянском, турнейском, бобриковском объектах – внутриконтурная избирательная, разработка заволжского объекта – на естественном режиме;

- общий фонд – 220 скважин, в т.ч. 100 добывающих, 67 нагнетательных, 32 пьезометрических, одна наблюдательная, семь дающие техническую воду, шесть экологических, семь ликвидированных;

- фонд скважин для бурения – 45, в т.ч. добывающих – 30 (10 ГС), нагнетательных – 15 (все с отработкой на нефть);

- зарезка боковых горизонтальных стволов – 15 скв./опер.;

- зарезка боковых стволов – 10 скв./опер.;

- внедрение ОРД в 29 скважинах, ОРЗ в 13 скважинах.

В 2015 г. в ТГРУ выполнен оперативный подсчет запасов нефти и растворенного газа по залежи доманиковых продуктивных отложений фаменского яруса Матросовского поднятия (протокол ФГУ «ГКЗ» № 03-18/1133-пр от 28.12.2015 г.). Отложения заволжского надгоризонта и данково-лебедянского горизонта фаменского яруса были отнесены к доманиковым продуктивным отложениям.

Цель данной работы – является проведение ОПР на участке доманиковых отложений.

3.2 Характеристика состояния разработки месторождения в целом

3.2.1 Динамика основных технологических показателей разработки

Матросовское месторождение открыто в 1991 году, в промышленную разработку введено в 1995 г. В разработке находятся шесть эксплуатационных объектов – воробьевский, пашийский, данково-лебедянский, заволжский, турнейский, бобриковский.

С начала разработки на месторождении добыто 4244,991 тыс.т нефти и 13007,455 тыс.т жидкости. Текущий коэффициент нефтеизвлечения составляет 0,280 доли ед., накопленный ВНФ – 2,31. От начальных извлекаемых запасов отобрано 59,4% при текущей обводненности продукции 82,8%.

Поддержание пластового давления на месторождении осуществляется с 1995г., всего с начала воздействия закачано 11808,959 тыс.м3 воды, накопленная компенсация отбора жидкости закачкой – 90%.

За 2015г. добыча нефти по месторождению составляет 152,7 тыс.т, жидкости – 887,0 тыс.т. Средний дебит добывающих скважин по нефти – 7,6 т/сут, по жидкости – 44,3 т/сут. Растворенного газа добыто 8,2, млн.м3, использование растворенного газа достигает 95%.

Для поддержания пластового давления закачано 834,9 тыс.м3 воды, текущая компенсация отбора жидкости закачкой – 101,3%. Средняя приемистость нагнетатель­ных скважин – 103,0 м3/сут.

Разработка месторождения ведется в соответствии с техническим проектом, основные показатели разработки находятся на проектном уровне:

– расхождение фактических и проектных уровней добычи нефти в 2011-2015гг. составляет 5,7-9,1%;

Фактическая добыча жидкости и закачки в 2015г. ниже проектных уровней на

8 % соответственно.

Таким образом, разработка месторождения ведется в пределах допустимых отклонений и пересмотр проектных решений требуется только для заволжского и данково-лебедянского объектов, в связи с изменившимися представлениями об их геологическом строении.

Согласно п.3.2.14. «Временных методических рекомендаций по подготовке технических проектов разработки месторождений УВС» (распоряжение №12-р Минприроды России от 18.05.2016г.) допускается составление ДТCР по упрощенной схеме для месторождений, содержащих несколько объектов разработки в случае выявления новых залежей, если технологические решения и прогнозные уровни добычи по остальным залежам (эксплуатационным объектам) не изменяются. Поэтому объектом исследования в представляемом проектном документе являются только доманиковые отложения, представляемые в данном качестве впервые.

Разработка **доманиковых отложений** (ранее заволжский и данково-лебедян­ский объекты) ведется с 1997г. Пробуренный фонд – пять скважин, в т.ч. две добывающие, три пьезометрические.

С начала разработки добыто 22,2 тыс.т нефти и 40,7 тыс.т жидкости. Текущий коэффициент нефтеизвлечения составляет 0,036 доли ед., накопленный ВНФ – 0,8. От начальных извлекаемых запасов отобрано 18,1% при текущей обводненности продукции 11,2%.

Залежи разрабатываются на естественном режиме.

За 2015г. добыча нефти составляет 1,2 тыс.т, жидкости – 1,4 тыс.т. Средний дебит добывающих скважин по нефти – 1,2 т/сут, по жидкости – 1,3 т/сут.   
 Пластовое давление снизилось на 5,0 МПа (41,7%) и составляет 7,0 МПа. Забойное давление – 5,0 МПа при давлении насыщения 4,8 МПа.

Фактическая добыча нефти в 2015г. выше проектной на 20,0%, добыча жидкости соответствует проекному уровню.

Действующий добывающий фонд в 2015г. соответствует проекту - две скважины.

На добывающих скважинах за весь период разработки доманиковых отложений выполнено пять обработок призабойной зоны по двум технологиям, дополнительная добыча нефти за счет мероприятий составила 4,0 тыс.т.

В таблице 3.1 приведены основные технологические показатели разработки месторождения на 1.01.2016 г.

В таблице 3.2 и на рисунках 3.1, 3.2 представлена динамика основных технологических показатели разработки в целом по месторождению и доманиковым отложениям на 1.01.2016 г.

Сравнение проектных и фактических показателей разработки в целом по месторождению и доманиковым отложениям за межпроектный период 2011-2015 годы приведено в таблицах 3.3,3.4.

3.2.2 Структура фонда скважин

По состоянию на 01.01.2016г. на месторождении пробурено 175 скважин,   
в т.ч. 114 добывающих, 48 нагнетательных, 13 специальных.

В добывающем фонде числятся 70 скважин, в т.ч. 62 действующие, 7 ликвиди­рованных. В нагнетательном фонде находятся 48 скважин, в т.ч. одна наблюдательная, три пьезометрические.

На **доманиковых отложениях** пробуренный фонд – пять скважин, в т.ч. две добывающие, три пьезометрические.

Характеристика фонда скважин представлено в таблице 3.5.

3.3 Анализ выработки запасов нефти

Разработка Матросовского нефтяного месторождения была начата в 1995 г. При выполнении оперативного подсчета запасов нефти фаменского яруса на Матросовском месторождении в 2015 г. [1] отложения фаменского яруса верхнего девона были отнесены к отложениям доманикового типа. К таким отложениям на месторождении относятся отложения заволжского надгоризонта и данково-лебедянского горизонта. Залежи нефти в этих отложениях объединены в единый подсчетный объект. Корреляция разрезов скважин, наличие газовых аномалий в интервалах доманиковых отложений фаменского яруса, петрофизический анализ материалов керновых данных и проведенный С/О каротаж позволяет утверждать, что продуктивные отложения фаменского яруса, являются распространенным по площади резервуаром.

Залежь доманиковых отложений разрабатывается двумя скважинами №№ 179 (заволжский надгоризонт, с 2000 г.) и 7330 (данково-лебедянский горизонт, с 1997 г.) на естественном режиме (графические приложения 12,13). Текущие дебиты по скважинам по нефти составили 2,1 и 0,8 т/сут, по жидкости 2,4 и 2,0 т/сут, обводненность 9,6 и 31,6 % соответственно. По состоянию на 01.01.2016 г. на государственном балансе по залежи числятся начальные запасы нефти (геологические/извлекаемые): по категории В1 - 412/82 тыс.т., по категории В2 - 3278/656 тыс.т. За период разработки извлечено 22 тыс.т нефти, что составляет 17,98 % от НИЗ по категории С1. Текущий КИН равен 0,036. Пластовое давление в скважинах в зоне отбора в среднем составляет 5,5 МПа.

Состояние выработки запасов нефти доманиковых отложений по состоянию на 01.01.16 г. приведено в таблице 3.6.

На месторождении, для решения текущих задач разработки, в скважинах №№ 175, 197 в период с 2013-2015 гг. были выполнены промыслово-геофизические исследования - определение профилей притока пластов, выделение интервалов притока нефти и воды. Комплекс промыслово-геофизических исследований включал термокондуктивную (СТД) дебитометрию, гамма-каротаж, термометрию, манометрию и локацию муфт.

Таблица 3.6 - Состояние выработки запасов нефти доманиковых отложений по состоянию 01.01.2016 г.

