

МИНОБРНАУКИ РОССИИ

Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования

«САРАТОВСКИЙ НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ ИМЕНИ Н.Г. ЧЕРНЫШЕВСКОГО»

Кафедра геологии и геохимии горючих ископаемых

Геологическое обоснование постановки разведочного бурения
в южной части Енорускинского месторождения.

(Республика Татарстан)

АВТОРЕФЕРАТ ДИПЛОМНОЙ РАБОТЫ

Студента 6 курса 611 группы заочной формы обучения

геологического факультета

специальность 21.05.02 «Прикладная геология»

специализация «Геология нефти и газа»

Ряснянского Кирилла Владимировича

Научный руководитель:

доктор геол.-мин. наук, доцент

Орешкин И.В.

Зав. Кафедрой:

доктор геол.-мин. наук, профессор

Коробов А.Д.

Саратов, 2022 г.

АВТОРЕФЕРАТ

Енорускинское месторождение в административном отношении находится на землях Аксубаевского района Республики Татарстан.

Недропользователем месторождения, в рамках установленных лицензионных границ, является ОАО «РИТЭК».

Енорускинское месторождение нефти, открытое в 1960 году поисковой скв. 51, в тектоническом плане расположено на восточном борту Мелекесской впадины, в краевой северо-западной части Кутушско-Енорускинского вала, в пределах которого выделяются локальные структуры III порядка, контролирующие выявленные залежи нефти.

Согласно нефтегазогеологическому районированию Енорускинское нефтяное месторождение относится в Волго-Уральской нефтегазоносной провинции, Мелекесско-Абдулинской нефтегазоносной области Мелекесского нефтегазового района.

Особенности Енорускинского месторождения состоят в многокупольности, многопластовости, тонкослоистости продуктивного разреза, наличии зон замещений коллекторов. Из-за невыдержанности эффективных толщин и коллекторских свойств продуктивных пластов по площади и разрезу, наличия зон литологических замещений коллекторов непроницаемыми породами, зон размыва разведанные залежи нефти среднего и нижнего карбона отнесены к объектам сложного строения.

Несмотря на значительную историю по разведке и эксплуатации месторождения в настоящее время продолжают работы по его доизучению как с помощью сейсморазведки МОГТ-2Д, 3Д, так и посредством разведочного бурения.

Целью дипломной работы является: геологическое обоснование постановки разведочного бурения в интервалах залегания продуктивных пластов по карбонатным отложениям верейского горизонта среднего карбона (пласт Свр-2+3); по карбонатным отложениям башкирского яруса среднего карбона (пласт Сбш); по карбонатным отложениям турнейского яруса

нижнего карбона (пласт Ст-1) в южной части Еноруссинского нефтяного месторождения и перевод запасов нефти из категории C_2 в C_1 . На выбранном в ходе написания дипломной работы участке в настоящее время запасы по категории C_2 составляют от 40 до 70% по отношению к запасам категории C_1 . Поэтому определение местоположения разведочной скважины здесь является актуальной.

Для достижения поставленной цели необходимо решить следующие задачи:

- осуществить сбор геолого-геофизических материалов об объекте изучения;
- выполнить обобщение и анализ геологического строения и нефтегазоносность исследуемого участка;
- обосновать местоположение, проектную глубину, перспективные нефтенасыщенные интервалы проектируемой разведочной скважины и комплекс геолого-геофизических и других исследований в ней;
- осуществить подсчет запасов по каждому из продуктивных пластов при переводе из категории C_2 в C_1 .

Дипломная работа состоит из введения, 5 глав, заключения и содержит 62 страницы текста, 3 рисунка и 6 графических приложений. Список использованных источников включает 16 наименований.

Основное содержание работы

Стратиграфическое описание месторождения в дипломной работе дается по материалам фаунистической, литолого-петрографической и геофизической характеристики разреза скважин, пробуренных на изучаемой площади, с учетом сведений по месторождениям, находящимся в идентичных условиях (Киязлинское, Мельниковское, Черемуховское). Стратиграфическая разбивка и толщины отложений приводятся в работе на сводном геолого-геофизическом разрезе и схемах корреляции. В геологическом строении Еноруссинского месторождения принимают участие отложения кристаллического фундамента, а также докембрийские,

девонские, каменноугольные, пермские, неогеновые и четвертичные отложения.

Структурное бурение, проведенное на площади месторождения в 50-70-х годах по существующей тогда методике, позволило выделить и подготовить к глубокому бурению Енорускинское нижнепермское поднятие. Всего на площади месторождения было пробурено 43 структурные скважины, общим метражом 1664 м.

Проведенными в начале 60-х годов сейсморазведочными работами (МОВ), ввиду слабой разрешающей способности этого метода и сложности геологического строения района месторождения, Енорускинское поднятие было изучено крайне схематично.

Вследствие этого при проектировании в районе месторождения глубокого бурения исходили из нижнепермского структурного плана, установленного структурным бурением, без учета данных сейсморазведки.

В 1970-72 годах в Татарии начинает внедряться новая методика поисковых работ, где основное значение приобретают структурное бурение и сейсморазведка МОГТ /19/. В 1979-80 годах на площади Енорускинского месторождения проведены площадные сейсморазведочные работы МОГТ.

Эти работы позволили значительно улучшить прослеживаемость основных отражающих горизонтов. В результате единое Енорускинское поднятие разбилось на ряд локальных поднятий, и на них было рекомендовано поставить поисково-разведочное бурение.

Глубокое нефтепоисковое бурение на площади Енорускинского месторождения было начато в 1959 году и продолжалось с перерывами до 1985 года. Необходимо отметить, что скв.51, заложенная в своде Енорускинского нижнепермского поднятия, при испытании верей-башкирских отложений дала промышленный приток нефти, став первооткрывательницей Енорускинского месторождения. Следующие глубокие скважины показали, что месторождение является многопластовым, и лишь в девонских отложениях нефтепроявления отсутствуют.

С 1983 года началось разбуривание Енорускинской структуры с учетом новых данных, полученных по результатам сейсморазведочных работ МОГТ. По результатам бурения залежи, ранее выделяемые как единые, разбились на ряд более мелких, приуроченных к небольшим локальным поднятиям.

Проведенный объем глубокого бурения позволил уточнить контуры нефтяных залежей, изучить их строение, характер распространения продуктивных пластов-коллекторов на площади, их литолого-фациальные особенности, мощности, коллекторские свойства, изучить физико-химические свойства нефтей.

Промышленная нефтеносность на Енорускинском месторождении установлена по материалам ГИС, исследованиям керна, результатам опробования и испытания скважин. Нефтеносность приурочена к среднекаменноугольному и нижнекаменноугольному нефтегазоносным комплексам. Каменноугольный нефтегазоносный комплекс условно делится на две части: первая часть представлена отложениями московского и башкирского ярусов среднего карбона, вторая – отложениями турнейского яруса нижнего карбона.

Геологический разрез месторождения представлен карбонатными отложениями. Породами-коллекторами в карбонатной части разреза пласты коллекторы представлены известняками и доломитами турнейского яруса (пласт Т) и башкирско яруса (пласт Сбш). Продуктивные пласты верейского горизонта представлены терригенно-карбонатными коллекторами (пористо-проницаемые трещиноватые глинистые известняки переслаиваются с прослоями мергелей, алевролитов, аргиллитов, глинистых песчаников и доломитов).

После утверждения запасов (2001 г.) на Енорускинском месторождении дополнительно выполнены следующие исследования:

– пробурено 50 эксплуатационных скважин (в том числе, со вскрытием турнейских продуктивных пластов – 40 скважин, визейских продуктивных

пластов – 42 скважины; продуктивные пласты верейского горизонта и башкирского яруса вскрыли все эксплуатационные скважины) и пять боковых горизонтальных стволов;

– во всех новых скважинах произведена перфорация продуктивных пластов в 35 скважинах в эксплуатационной колонне и в 13 в открытом стволе; проведены опробования: верейского горизонта в 10 скважинах, башкирского яруса в 23, турнейского яруса в 41;

– так же проведены дополнительные опробования в старых скважинах: в верейском горизонте – 7 скважин, в башкирском ярусе – 8, в турнейском ярусе – 1;

– выполнена обработка и интерпретация результатов геофизических исследований (2001-2010 гг.) с использованием современного комплекса ГИС.

В последнем подсчете запасов (2011 г.) для структурных построений залежей среднего и нижнего карбона были использованы структурные карты по ОГ В (кровля терригенно-карбонатных отложений верейского горизонта), и по ОГ У (кровля терригенных отложений тульского горизонта), выполненные по результатам переинтерпретации и обобщения сейсморазведочных работ МОГТ 2Д с учетом результатов эксплуатационного бурения.

Проведена детальная корреляция стратиграфических границ и продуктивных пластов среднего и нижнего карбона с привлечением данных бурения новых эксплуатационных скважин и результатов проведенных в них геофизических исследований (2001-2010 гг.) с использованием современного комплекса ГИС.

Индексация продуктивных пластов приведена в соответствие с общепринятой для месторождений Республики Татарстан.

В настоящем подсчете в отложениях среднего карбона рассмотрены следующие продуктивные карбонатные пласты (подсчетные объекты):

–пласты Свр-2+3;

– объединенный пласт Сб башкирского яруса.

В отложениях нижнего карбона подсчётным объектом является – пласт Ст турнейского яруса.

Нефтеносность карбонатных отложений верейского горизонта установлена по исследованиям керна, геохимическим и промыслово-геофизическим данным, результатам опробования в процессе бурения, испытания в эксплуатационной колонне и эксплуатации скважин.

Покрышкой для верейских залежей служат глинисто-карбонатные пачки верхней части горизонта, над которыми залегает мощная (до 45 м) толща преимущественно карбонатных пород каширского возраста.

Породами-коллекторами являются пористо-проницаемые и трещиноватые известняки в различной степени глинистые и доломитизированные. Наиболее выдержаны на площади месторождения два пласта, Свр-2 и Свр-3, они обладают и лучшими коллекторскими свойствами: пористость их равна в среднем 14,3% (по ГИС), по керну -14,7%; нефтенасыщенность – 65% (по ГИС), по керну - 72,3%. Пласты Свр-5 и Свр-1 крайне невыдержанны по площади и обладают худшими коллекторскими свойствами: соответственно, по керну - $K_{п} = 12,9\%$; $K_{н} = 73,9\%$ и по ГИС - $K_{п} = 13,3\%$; $K_{н} = 60\%$ для Свр-5 и $K_{п} = 12,3\%$; $K_{н} = 63,9\%$ (по керну) и $K_{п} = 12,5\%$; $K_{н} = 65\%$ (по ГИС) для Свр-1. Проницаемость, определенная по керну, в среднем равна $0,04 \text{ мкм}^2$ для Свр-5; $0,246 \text{ мкм}^2$ – для Свр-2-3 и $0,059 \text{ мкм}^2$ – для Свр-1. Толщины продуктивных нефтенасыщенных пластов-коллекторов изменяются от 0,4 до 3,0 м, в среднем составляя 1,2 – 1,8 м.

Разделяются пласты пачками терригенно-карбонатных пород, сложенными переслаивающимися прослоями мергелей, алевролитов, аргиллитов, глинистых песчаников и плотных доломитов. Толщина этих пачек чаще колеблется в интервале 2,4-3,5 м. За счет системы трещин, пересекающих их, пласты-коллекторы находятся в гидродинамической связи, что обуславливает единый ВНК. Кроме того, промышленные притоки нефти из скважин нередко получены при совместном опробовании пластов-

коллекторов, в процессе эксплуатации они разрабатываются единым объектом. Поэтому при подсчете запасов нефти все верейские нефтенасыщенные пласты–коллектора в пределах одного или нескольких небольших малоамплитудных поднятий, связанных общим цоколем, рассматриваются как единая залежь.

Башкирская продуктивная толща имеет от 1 до 13 пористо-проницаемых прослоев толщиной 0,4-20,9 м, в среднем составляя 4,5 м, разделенных плотными перемычками. Суммарная эффективная нефтенасыщенная мощность меняется по скважинам от 1,2 до 46,3 м. Пористые известняки в разрезе переслаиваются с уплотненными и плотными разностями, отличающимися низкими коллекторскими свойствами. Толщина плотных разделов колеблется от 0,4 до 7,2 м, в среднем составляет 0,8-2,0 м, что дает основания предполагать гидродинамическую связь между всеми пористо-проницаемыми интервалами башкирско-серпуховской толщи. При опытной и промышленной эксплуатации все продуктивные пласты разрабатываются одним фильтром, поэтому при подсчете запасов нефти все эти нефтенасыщенные карбонатные пачки в пределах локальных поднятий рассматриваются как массивные залежи.

Пористо-проницаемые интервалы варьируют от скважины к скважине, как по количеству, так и по толщине. Этим обуславливается значительное колебание эффективной нефтенасыщенной толщины в скважинах месторождения.

Продуктивные пласты представлены органогенно-обломочными, пористо-проницаемыми и кавернозными известняками светло-серыми, коричневато-серыми.

Покрышкой для башкирских залежей нефти служат плотные доломиты и известняки, залегающие в кровельной части башкирского яруса и подошвенной части верейского горизонта. Общая мощность карбонатной толщи составляет 24 – 40 м.

В отложениях нижнего карбона промышленная нефтеносность приурочена к карбонатным отложениям турнейского яруса. Всего в отложениях нижнего карбона выявлено 11 залежей нефти.

Продуктивные пласты турнейского яруса на месторождении сложены исключительно известняками серыми, коричневато-серыми, крепкими, нефтенасыщенными. Петрографически они изучены по 356 шлифам. По данным микроскопического изучения нефтенасыщенные прослои турнейской толщи сложены следующими разновидностями известняков: сгустково-комковатыми, сгустково-полидетритовыми, фораминиферово-сгустковыми.

По результатам лабораторных данных пористость пород турнейского яруса изменяется от 0,2% до 23%, газопроницаемость от $0,077 \times 10^{-3}$ мкм² до 1050×10^{-3} мкм². Содержание остаточной водонасыщенности изменяется от 11,9% до 81%.

Анализ имеющихся геолого-геофизических материалов, характеризующих геологическое строение и нефтегазоносность рассматриваемого в работе южного участка Енорускинского месторождения, а также соотношение запасов категорий C_1/C_2 позволяют считать продуктивные пласты по карбонатным отложениям верейского горизонта среднего карбона (пласт Свр-2+3); по карбонатным отложениям башкирского яруса среднего карбона (пласт Сбш); по карбонатным отложениям турнейского яруса нижнего карбона (пласт Ст-1) недоизученными и свидетельствуют о необходимости доразведки.

Основой для выбора места заложения рекомендуемой разведочной скважины послужили структурные карты по кровле вышеуказанных продуктивных пластов, построенные с учётом результатов бурения, находящихся на месторождении поисковых, разведочных и эксплуатационных скважин с привлечением результатов обработки материалов сейсморазведки МОГТ-2D.

Цель бурения разведочной скважины:

1. Подтверждение развития залежей вышеуказанных продуктивных пластов в южной части месторождения,
2. Уточнение их геологической модели, подтверждение границ распространения коллекторов в восточном направлении, ФЕС пород, физико-химических характеристик пластовых флюидов, подсчетных параметров.
3. Перевод запасов из категории C_2 в промышленную категорию C_1 .

В процессе разведки решаются следующие задачи:

- доизучение геологического строения месторождения;
- переоценка запасов по отложениям рассматриваемых пластов;
- переоценка геологических и извлекаемых запасов углеводородов по категориям C_1 и C_2 ;
- подготовка геолого-геофизических материалов, необходимых для составления технологического документа на разработку месторождения, а также для выбора методов повышения коэффициента нефтеизвлечения.

В процессе бурения проектной разведочной скважины необходимо проведение полного комплекса ГИС, что позволит определить границы продуктивных коллекторов, оценить их фильтрационно-ёмкостные свойства (ФЕС), уточнить интервалы отбора керна, рекомендовать интервалы для испытания и опробования.

Разведочная скважина №55 закладывается на южной вершине Рускинского месторождения в 1,582 км на северо-восток от скважины №53 для перевода запасов нефти по результатам бурения из категории C_2 в C_1 по залежам продуктивных пластов по карбонатным отложениям верейского горизонта среднего карбона (пласт Свр-2+3); по карбонатным отложениям башкирского яруса среднего карбона (пласт Сбш); по карбонатным отложениям турнейского яруса нижнего карбона (пласт Ст-1), уточнения подсчётных параметров и положения ВНК.

Местоположение разведочной скважины №55 выбрано в оптимальной точке восточной части свода месторождения согласно структурным картам

по основным горизонтам, альтитуда земли +172,6 м. Проектная глубина скважины 1260 м, проектный горизонт – карбонатные отложения нижнетурнейского подъяруса малевского горизонта.

Глубина скважины определялась из расчёта вскрытия продуктивных и перспективных пластов – Свр-2+3, Сбш, Ст-1 соответственно.

Местоположение скважины выбрано с учётом рельефа местности, водоохраных и санитарных зон.

Заключение

По результатам разведочных работ ожидается прирост запасов категории С₁.

Ожидаемые запасы нефти по результатам разведочных работ и опробования проектируемой скважины подсчитаны исходя из структурных построений по кровле коллекторов продуктивных пластов в пределах контура продуктивности, установленного при оперативном подсчёте запасов нефти в 2011 году.

Южная часть Енорусинского месторождения относится к разведываемой. Запасы нефти оценены по категориям С₁ и С₂. Площадь запасов категории С₁ определялась по границе, установленной на расстоянии двойного шага эксплуатационной сетки. Шаг эксплуатационной сетки принят равным 400 м.

Суммарные ожидаемые балансовые и извлекаемые запасы нефти по результатам проведения разведочных работ в южной части Енорусинского нефтяного месторождения составят (геологические/извлекаемые):

по карбонатным отложениям верейского горизонта среднего карбона (пласт Свр-2+3) - по категории С₁ 450/90 тыс. т нефти;

по карбонатным отложениям башкирского яруса среднего карбона (пласт Сбш) - по категории С₁ 480/55 тыс. т нефти;

по карбонатным отложениям турнейского яруса нижнего карбона (пласт Ст-1) по категории С₁ 1176/236 тыс. т нефти

Прирост запасов категории C_1 после проведения разведочных работ на Енорускинском месторождении составит 2106/381 тыс. т нефти(геологические/извлекаемые).

По результатам разведочного бурения будет получена первичная и интерпретированная геологическая информация о недрах:

1. Первичная геологическая информация: керн, пластовые флюиды, геологический журнал, паспорт скважины, буровой журнал, первичные результаты проведения геолого-технологических и геохимических исследований (ГТИ), заключения по результатам проведения промыслово-геофизических исследований, акты испытаний объектов в открытом стволе, акты опробований объектов в эксплуатационной колонне, акты по проведению геолого-технических мероприятий.

2. Интерпретированная геологическая информация - это результаты обработки первичной геологической информации, включая геологические отчёты (отчёт ОПЗ, отчет о результатах геологоразведочных работ), карты, планы, эскизы.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Протокол ГКЗ СССР № 15-дсп заседания государственной комиссии по запасам полезных ископаемых при Совете Министров СССР (секция нефти и газа) за 1991 г., Татария, г. С/Москва, от 21.02.1992 г., 11 с.

2. Протокол ЦКЗ № 6(М)-2002 заседания Центральной комиссии Министерства природных ресурсов Российской Федерации по Государственной экспертизе запасов полезных ископаемых (секция нефти и газа) за 2001 г. по ОАО «РИТЭК», Республика Татарстан, г. Москва, от 12.02.2002 г., 18 с.

3. Веселов Г.С., Арефьев Ю.М. и др. «Пересчет запасов нефти Енорускинского месторождения Татарской АССР». Отчет КГЭ. Казань, 1974г.

4. Булыгина Н.Ф., Арефьев Ю.М, Антипова Т.А., Пересчет запасов нефти и ТЭО КИН Енорускинского месторождения, Отчет КГЭ ТГРУ ОАО «Татнефть» Казань, 2001, 1-2 кн.- 625 с., 3 кн.- 366 с.
5. Романенко Л.М., Юсупова Р.З., Бачинская С.В., Подсчет запасов нефти и растворенного газа Черемуховского месторождения и технико-экономическое обоснование коэффициента извлечения нефти (ТЭО КИН), Отчет ОАО «УНПП НИПИнефть», Ижевск, 2011, 1-2 кн. - 484 с., 3 кн. – 435 с., 3-4 папки – 144 л.
6. Новиков В.И., Самсонова Г.М., Кавардакова Л.А. Отчет о работах Ново-Петропавловской сейсморазведочной партии №11-12/80 в Чистопольском, Аксубаевском, районах Татарской АССР, Отчет ТНГФ Бугульма, 1981; 121с.
7. Насретдинов Х.И., Дьяченко Г.Е., Есинова Л.В. и др. Отчет о работе Мельниковской сейсморазведочной партии №7-8/90 в Аксубаевском, Ново-Шешминском, Черемшанском районах Татарской АССР. Отчет ТНГФ Бугульма, 1991; 138с.
8. Нигмати И.Ш., Чередов Г.М., Валеев Ф.И. Комплексная интерпретация и оперативный анализ геолого-геофизических материалов на склонах Южно-Татарского свода с целью совершенствования методики поисков залежи нефти и повышения эффективности геолого-разведочных работ. Отчет ТНГФ Бугульма, 1995; 156с.
9. «Классификация запасов и ресурсов нефти и горючих газов», утвержденная приказом Минприроды России от 01.11.2013 № 477, вступившая в действие 01.01.2016 г
10. Временное положение об этапах и стадиях геолого-разведочных работ на нефть и газ. Приложение 1 к приказу МПР России №126 от 07.08.2001 г.
11. Скважины поисково-разведочные нефтяные и газовые. Правила проведения испытаний (ИП и ОПК). Национальный стандарт Российской Федерации. ГОСТ Р 53240-2008. Федеральное агентство по техническому регулированию и метрологии. Дата введения 2010-01-01.

12. Методические рекомендации по подсчету геологических запасов нефти и газа объемным методом. Под ред. В.И. Петерсилье, В.И. Пороскуна, Г.Г. Яценко, Москва-Тверь: ВНИГНИ, НПЦ “Тверьгеофизика”, 2003 г.
13. Шевцов С.И., Умов Е.И., Тимин М.Н.. Пересчет запасов нефти Енорускинского месторождения Татарской АССР, Отчет КГЭ Казань, 1990; 1 кн. – 279 с.; 2 кн. – 131с.; 3 кн. – 90 с.
14. Коцюбинский В.Л., Мухаметшин Р.З. и др. Анализ результатов разработки и геолого-геофизических исследований залежей нефти турнейских отложений западного склона южного купола Татарского свода и Мелекесской впадины. Отчет ТатНИПИнефть, Бугульма, 1981; 254с.
15. Муслимов Р.Х., Успенский Б.В., Батырбаева Р.А.. Уточнение геологического строения и выработки пластов для рекомендации разработки и доразведки месторождений АО РИТЭК (промежуточный, за I-IV этапы), Отчет КГУ Казань, 1990, том I-147с., том II-57с.
16. Коршунова М. Р. , Зельцер Н. И., Калинина Е. А. и др. Пересчет запасов УВ и ТЭО Енорускинского месторождения. Отчет по договору с ОАО «РИТЭК» от 12.05.2011 г. Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ВолгоградНИПИморнефть». («Фондхранилище» ФГУ НПП «Росгеолфонд», Москва; Татарский филиал ФГУ «ТФГИ по Приволжскому федеральному округу»; ОАО «РИТЭК», ТПП «ТатРИТЭКнефть»).