

Министерство образования и науки Российской Федерации
ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ
ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
«САРАТОВСКИЙ НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ ИМЕНИ Н.Г. ЧЕРНЫШЕВСКОГО»

Кафедра «Геологии и геохимии
горючих ископаемых»

**«Доразведка залежей пластов Ю₂₋₃ и Ю₁₀ на Сергинском месторождении
эксплуатационными скважинами»**

АВТОРЕФЕРАТ ДИПЛОМНОЙ РАБОТЫ СПЕЦИАЛИСТА

студента 5 курса 551 группы

21.05.02 специальности прикладная геология

геологического факультета

Кравченко Андрея Алексеевича

Научный руководитель

ассистент _____ Р.И. Гордина

Зав. кафедрой

доктор геол. -мин. н., профессор

_____ А.Д. Коробов

ВВЕДЕНИЕ

Объектом для написания дипломной работы является Сергинское месторождение, которое находится в пределах Красноленинской нефтегазоносной области.

Сергинский лицензионный участок расположен на территории Октябрьского района Ханты-Мансийского автономного округа Тюменской области, в 16 км к северу от г. Нягань.

Ближайшими месторождениями, находящимися в разработке, являются Талинское, Западно-Тугровское, Кислорское, Галяновское, Средненазымское.

Поисково-разведочное бурение на площади Сергинского лицензионного участка было начато в 1995 году. Промышленная нефтеносность Сергинского месторождения была доказана в 1997 году оценочной скважиной 25Р, пробуренной в центральной части Сергинской структуры.

Промышленная нефтеносность месторождения установлена в терригенных отложениях верхней, средней и нижней юры в пластах Ю1, Ю2-3, Ю4, Ю5, Ю9 и Ю10 абалакской, тюменской и шеркалинской свит. По составу углеводородного сырья месторождение относится к нефтяным.

Остаточные запасы нефти, на основе отчета «Пересчет запасов нефти и растворенного газа Сергинского месторождения по состоянию на 01.01.2011г.», которые были поставлены на Госбаланс, составили: по категории С1- геологические/извлекаемые 23333/7223 тыс. т и по категории С2 геологические/извлекаемые -17394/5504 тыс. т, всего по месторождению С1+С2 – 40727/12731 тыс. Добыча накопленная – 1167 тыс. т.

Геологическое строение залежей Сергинского месторождения изучено не в достаточной мере, о чем свидетельствует высокая доля запасов категории С2 в общей структуре запасов – 43.2%. Доля извлекаемых запасов нефти основных пластов составляет: пласт Ю10 – 57.1%, пласт Ю2-3 – 26.8% от общих по месторождению. При этом доля запасов категории С2 по пластам Ю1 и Ю4 - -58% и 80,3% соответственно, по пласту Ю 2-3 – 40%.

Целью данной дипломной работы является изучение геологического строения месторождения, анализ особенностей залегания продуктивных горизонтов, выделение участков месторождения с запасами С2 по нескольким продуктивным горизонтам, которые целесообразно доразведывать эксплуатационными скважинами, которые в дальнейшем будут переведены на совместно – раздельную добычу и совместно – раздельное заводнение.

При разработке Сергинского месторождения в системе поддержания пластового давления (ППД) в продуктивных пластах средней и нижней юры используются подземные воды апт-альб-сеноманских отложений. В настоящее время водоснабжение системы ППД на месторождении осуществляется десятью водозаборными скважинами. Для водоснабжения населения и промышленности используются как поверхностные, так и подземные воды.

В пределах площади Сергинского лицензионного участка (ЛУ) проходит железнодорожная ветка Свердловск-Приобье, автомобильная дорога проселочная и с твердым покрытием. По территории ЛУ проложена линия электропередач (ЛЭП) напряжением 110 кВ. В 41 км от ЛУ на площади Красноленинского месторождения находится пункт сбора и подготовки нефти.

Дипломная работа основана на анализе, систематизации, обобщении фактического материала (материалы сейсморазведки, результаты бурения и испытания поисковых, разведочных скважин, материалы лабораторных исследований керна, шлама, флюидов) опубликованных и фондовых источников, в которых рассматриваются вопросы геологического строения и нефтегазоносности района расположения Сергинского месторождения.

Дипломная работа состоит из 4 глав, введения, заключения и содержит 51 страницу текста, 5 рисунков, 13 графических приложений. Список использованных источников включает 15 наименований.

Основное содержание работы

Основные результаты геологоразведочных работ на 2011 год, проведенных на Сергинском лицензионном участке на заключаются в следующем:

1. Геологическое строение Сергинского месторождения изучено по результатам проведенных детальных сейсморазведочных работ 2D и 3D, материалам 15-ти поисково-разведочных и 73-х эксплуатационных скважин, 87 скважин вскрыли палеозойские отложения.

2. В пределах Сергинского ЛУ на 01.01.11 г. было выполнено 734,1 пог.км сеймопрофилей 2D с цифровой сейсморегистрацией, плотность изученности ЛУ составила 1,03 пог.км/км². Центральная и западная часть ЛУ частично покрыта сейсморазведочными работами МОГТ 3D, площадь работ составляет 220 км². Геологическое строение очень сложное, подчиняется структурному, литологическому и тектоническому факторам.

3. В 1997 году открыто Сергинское месторождение, первооткрывательницей которого явилась скв.25, установившая нефтеносность пластов Ю₁, Ю₄ и Ю₁₀.

4. Эффективность поисково-разведочного бурения оставила 60% (из 15 скважин 9 являются продуктивными). Средняя глубина поисково-разведочных скважин - 2519 м, эксплуатационных - 2647 м. Расстояние между поисково-разведочными скважинами составляет 1.2-7.9 км.

5. Основными объектами доразведки и эксплуатации на Сергинском ЛУ являются верхнеюрские отложения тюменской свиты – пласт Ю₁, средне- и нижнеюрские отложения тюменской и шеркалинской свит – пласты Ю₂₋₃, Ю₄, Ю₅, Ю₉ и пласт Ю₁₀. Пласт Ю₁₀ по-прежнему рассматривается как основной объект разработки месторождения, За весь период поисково-разведочных работ на Сергинском месторождении в отложениях коры выветривания положительных результатов получено не было.

В основу стратиграфического расчленения разреза платформенного чехла изучаемого участка положены «Решение 6-ого межведомственного

стратиграфического совещания по рассмотрению и принятию уточнённых стратиграфических схем мезозойских отложений Западной Сибири, Новосибирск, 2003г» и «Региональные стратиграфические схемы мезозойских и кайнозойских отложений Западно-Сибирской равнины», утверждённые МСК СССР 30 января 1991 года.

Разрез месторождения представлен толщей преимущественно терригенных песчано-глинистых мезозойско-кайнозойских отложений, подстилаемой метаморфическими и магматическими породами протерозой-палеозойского складчатого фундамента.

Большая часть разреза представлена мезозойскими породами – юрскими и меловыми, выше которых залегают кайнозойские отложения, представленные палеогеном, а подстилает мезозой протерозой – палеозойский складчатый фундамент. Месторождение имеет сложный литолого-стратиграфический разрез, обусловленный наличием стратиграфических несогласий. Несогласия обуславливаются перерывами осадконакопления в пермский и неогеновый периоды. В литологическом плане преобладают глины, аргиллиты, алевролиты и песчаники. В юрско-меловое время на территории изучения были благоприятные условия для формирования природных резервуаров пластового типа, представляющих собой относительно равномерное чередование пластов-коллекторов, представленных песчаниками и алевролитами, и непроницаемых глинистых и аргиллитовых прослоев различной толщины.

В геологическом разрезе Западно-Сибирской плиты выделено три структурно-тектонических этажа (СТЭ): нижний, промежуточный и верхний.

Нижний СТЭ – это складчатый фундамент, представленный метаморфизованными породами протерозоя и палеозоя, прорванными интрузиями различного возраста и состава. В качестве промежуточного СТЭ выделяют вулканогенно-осадочную толщу пермо-триасового возраста, выполняющую погруженные участки фундамента.

Верхний СТЭ ассоциируется с мощной толщей мезо-кайнозойских осадочных образований, накопившихся в условиях длительного и стабильного прогибания фундамента.

Сергинский участок приурочен к Шеркалинской мегасинклиной зоне унаследованного типа развития позднегерцинской консолидации. Структуры, сформировавшиеся на геосинклинальном этапе тектонического развития региона, контролируют систему разломов северо-восточного простирания.

Сергинский лицензионный участок расположен в центральной части Сергинского куполовидного поднятия, которое на запад-северо-западе граничит с Шеркалинским мегапрогибом, а на восток-юго-востоке – с Южно-Бобровским мегапрогибом. На северо-востоке Сергинское КП ограничено Бобровским мегапрогибом, а на юге переходит в Яхлинскую мегаседловину, разделяющую Шеркалинский и Южно-Бобровский мегапрогибы.

В пределах Сергинского месторождения промышленная нефтеносность месторождения установлена в терригенных отложениях верхней, средней и нижней юры в пластах Ю₁ абалакской свиты, пластах Ю₂₋₃, Ю₄, Ю₅ и Ю₉ тюменской свиты и Ю₁₀ шеркалинской свиты (основной объект). По составу углеводородного сырья месторождение относится к нефтяным.

Запасы нефти отложений Сергинского месторождения утверждены в ГКЗ РФ в 2010 году. На 1.01.2011 года на балансе РФФ числятся запасы нефти по категории С₁- геологические/извлекаемые 23333/7223 тыс. т, по категории С₂- геологические/извлекаемые -17394/5504 тыс. т, всего по месторождению С₁+С₂ – 40727/12731 тыс.т. Добыча накопленная – 1167 тыс.т.

Залежи нефти месторождения по расположению преимущественно совпадают в плане друг с другом по контурам нефтеносности.

Известно, что основная часть запасов нефти Сергинского месторождения (85%) сосредоточена в двух пластах Ю₂₋₃ и Ю₁₀.

По площади залежи распределены на незначительном расстоянии друг от друга, в местах совпадения залежей в плане по разрезу могут концентрироваться от двух до трех залежей. Залежи отличаются по строению от линзовидных и частично литологически экранированных до полностью подстилаемых водой, то есть без внутреннего контура нефтеносности, что естественно определяет различные сроки выработки запасов, индивидуальные системы разработки и расстановки скважин.

Расположение объектов по площади лицензионного участка, характеристика величины и плотности запасов указывают на то, что оптимальным является проектирование двух самостоятельных систем в зонах совместного залегания объектов Ю₁₀ - Ю₂₋₃ и Ю₁₀ - Ю₄.

При этом существует возможность разбуривания всех трех объектов единой сеткой скважин, и, в зонах совмещения контуров нефтеносности, применения технологии одновременно-раздельной эксплуатации (ОРЭ). Данный метод позволит сократить капитальные вложения за счет сокращения фонда скважин для бурения, обеспечив раздельную эксплуатацию каждого объекта.

Проанализировав структурные карты по продуктивным пластам, была построена карта контуров нефтеносности и карта совпадения по площади запасов С₂ пластов Ю₂₋₃, Ю₄, Ю₁₀ и выделено 6 участков, на которых возможна ОРЭ.

Два участка на севере, предназначенные для доразведки пластов Ю₂₋₃ и Ю₁₀, с дальнейшей ОРЭ.

На юге расположено 4 участка предназначенных для доразведки пластов Ю₄ и Ю₁₀.

Проанализировав карты эффективных нефтенасыщенных толщин пластов Ю₂₋₃, Ю₄, Ю₁₀ из шести намеченных участков к бурению куста рекомендован северо – восточный участок, на котором совместно залегают пласты Ю₂₋₃ и Ю₁₀, так как данные пласты имеют наибольшие запасы и пласты имеют большие мощности – чистонефтяная зона пласта Ю₁₀ с

нефтенасыщенной толщиной 13 метров и чисто нефтяная зона пласта Ю₂₋₃ с нефтенасыщенной толщиной 3,5 метра.

Целью первой - вертикальной скважины куста является вскрытие и получение промышленных притоков в пласте Ю₂₋₃ и Ю₁₀.

Задачи – уточнение характера развития пластов Ю₂₋₃ и Ю₁₀, уточнение его мощности в целом и эффективных нефтенасыщенных толщин, уточнение емкостно-фильтрационных свойств (пористости, проницаемости), опробование в этой скважине и приращение запасов по категории С₁.

Так же необходимо провести в скважине стандартный комплекс исследований ГИС, произвести отбор и исследования керна и в процессе бурения производить отбор шлама. После окончания бурения провести испытание скважины в открытом забое. Бурение последующих эксплуатационно-разведочных скважин бурить по существующей сетке в северо-западном направлении.

Так как добыча нефти возможна при запасах категории С₁, является целесообразным провести пересчет запасов категории С₂ в С₁.

Прирост запасов С₁ составляет: по пласту Ю₁₀ геологические 2000 тыс. т, извлекаемые 752 тыс. т. По пласту Ю₂₋₃ геологические 1783 тыс. т, извлекаемые 498 тыс. т. Суммарные извлекаемые запасы по категории С₁ составят 1250 тыс. т.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Анализ материалов по геологическому строению и нефтеносности Сергинского месторождения, собранные и изученные в процессе выполнения дипломной работы позволяет сделать следующие выводы:

1. Нефтеносными объектами являются пласты Ю₁, Ю₂₋₃, Ю₄, Ю₅₋₁, Ю₅₋₂, Ю₉ и Ю₁₀. Из них только три пласта Ю₂₋₃, Ю₄ и Ю₁₀ отнесены к основным объектам разработки, из них два пласта Ю₂₋₃ и Ю₁₀ находятся в разработке с ноября 2000 г.

2. Месторождение недоразведано, поскольку запасы промышленной категории С₁ составляют только 42% от общего объема утвержденных запасов. Соотношение запасов нефти по пластам следующая: 98,0% сосредоточена в трех основных пластах Ю₂₋₃, Ю₄ и Ю₁₀ и 2,0% от общей суммы запасов числится по пластам Ю₁, Ю₅ и Ю₉. Расстояние между поисково-разведочными скважинами составляет 1.2-7.9 км.

3. Первоочередными для извлечения запасов нефти, согласно технологической схемы разработки, определены две самостоятельных системы, в зонах совместного залегания объектов Ю₁₀ - Ю₂₋₃ и Ю₁₀ - Ю₄.

Таким образом, с учетом сложности строения месторождения, был выполнен анализ продуктивных пластов и ряда их характеристик, описанных в главах, с дальнейшим выбором пластов и их компоновкой для доразведки, с дальнейшим переводом скважин на совместно – раздельную эксплуатацию.

Для этого автором дипломной работы составлена карта совмещенных контуров нефтеносности продуктивных залежей по площади лицензионного участка, изучены величины и плотности запасов в зонах совместного залегания объектов Ю₁₀ - Ю₂₋₃ и Ю₁₀ - Ю₄. На карте совпадения площадей распространения предварительно оцененных запасов категории С₂ основных продуктивных пластов Ю₂₋₃, Ю₄, Ю₁₀, было выделено 6 участков,

на которых бурение скважин предусматривается единой сеткой скважин с применением передовых инновационных технологий, такие как одновременно-раздельной эксплуатации объектов (на участках совмещения в плане объектов разработки). Данный метод позволит сократить капитальные вложения за счет сокращения фонда скважин для бурения, обеспечив раздельную эксплуатацию каждого объекта.

Итогом работы является выделение первоочередного объекта изучения и разработки на северо-восточном участке Сергиевского месторождения, где для уточнения характера развития пластов Ю₂₋₃ и Ю₁₀, из проектного 1 куста планируется пробурить вертикальную скважину, выполняющую функцию разведочной. Основная задача которой, получение промышленных притоков нефти из пластов Ю₂₋₃ и Ю₁₀, а также уточнение их нефтенасыщенных толщин, положения ВНК, ФЕС коллекторов, физико-химических характеристик пластовых флюидов, добычных возможностей коллекторов, подсчетных параметров и перевод запасов УВ из категории С₂ в С₁. По итогам бурения первой скважины запасы всего проектного куста можно перевести из предварительно оцененных в категорию С₁, прирост извлекаемых запасов категории С₁ может составить 1250 тыс. т.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1 Подсчет балансовых запасов нефти, растворенного газа, сопутствующих компонентов и ТЭО КИН Сергинского месторождения, ГКЗ Роснедра (Протокол № 1301-дсп от 01.12.2006 г).

2 Пересчет запасов нефти и растворенного газа Сергинского месторождения по состоянию на 01.01.2010 г. и ТЭО КИН на основе трехмерного геологического и гидродинамического моделирования с использованием результатов переобработки и комплексной интерпретации данных сейсморазведки и ГИС (протокол №2407-дсп от 11 февраля 2011 года).

3 «Проект поисково-разведочных работ на Сергинском лицензионном участке», ЗАО «МиМГО» (г.Москва), 2002г.

4 4 «Технологическая схема опытно-промышленной разработки Сергинского нефтяного месторождения», ЦКР Роснедра (Протокол № 4010, от 21.06.2007 г).

5 Криволапов В.И. Отчет о научно-исследовательской работе: «Технологическая схема разработки Сергинского нефтяного месторождения» ОАО «РИТЭК». Договор № 11R0726 от 24.03.2011 г. Тюмень.

6 Решение 5-го Межведомственного регионального стратиграфического совещания по мезозойским отложениям Западно-Сибирской равнины. г.Тюмень, 1991.

7 Решения Межведомственного совещания по рассмотрению и принятию региональной стратиграфической схемы палеозойских образований Западно-Сибирской равнины. г.Новосибирск, 1999.

8 Шпильман В.И., «Пояснительная записка к тектонической карте центральной части Западно-Сибирской плиты», Тюмень, 1999 год.

9 Колотухин А.Т., С.В.Астаркин, М.П.Логинова . Нефтегазоносные провинции России и сопредельных стран//Учебное пособие, г. Саратов; Изд. Центр «Наука» 2013.364с.

10 Приказ № 61 МПР РФ от 21.03.2007 г, «Методические рекомендации по проектированию разработки нефтяных и газонефтяных месторождений».

11 Леонов В.А., Шарифов М.З., Гарипов О.М. «Опыт внедрения технологии ОРНЭО (одновременно-раздельной разработки нескольких эксплуатационных объектов) на месторождениях Западной Сибири».

12 Национальный стандарт РФ ГОСТ Р 53710-2009. Месторождения нефтяные и газонефтяные. Правила проектирования разработки [Текст]. – Введ. 2011-07-01 - // Справочно-правовая система «Гарант»: [Электронный ресурс] / НПП «Гарант-Сервис». – Послед. обновление 10 августа 2011 г.

13 Петерсилье В.И., Пороскун В.И., Яценко Г.Г. // Методические рекомендации по подсчету геологических запасов нефти и газа объемным методом // г. Москва-Тверь, ВНИГНИ, Тверь геофизика, 2003.

14 Правила геофизических исследований и работ в нефтяных и газовых скважинах [Текст]: утв. М-вом топлива и энергетики Рос. Федерации и М-вом природных ресурсов Рос. Федерации 28.12.99.

15 Каталог задач промыслово-геофизических исследований в скважинах на месторождениях ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь», II редакция, / «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» - Когалым, 2001.