

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 перерасчета запасов углеводородов по
залежам пласта ЮВ₁¹ Лас-Ёганского месторождения (Западная Сибирь)»**

АВТОРЕФЕРАТ ДИПЛОМНОЙ РАБОТЫ

студента 5-го курса 551 группы очной формы обучения

геологического факультета

специальности 21.05.02 «Прикладная геология»

специализация «Геология нефти и газа»

Аятова Андрея Каиржановича

Научный руководитель

кандидат геол. – мин. наук, доцент _____ В. Н. Еремин

Заведующий кафедрой

доктор геол. – мин. наук, профессор _____ А.Д.Коробов

Саратов 2021

Введение

Западно-Сибирская нефтегазоносная провинция по начальным суммарным ресурсам углеводородов является важнейшей не только в России (более 55% жидких углеводородов и более 57% газа России), но и мира (Брехунцов, 2016). Сегодня провинция является важнейшей в России по разведанным запасам углеводородов (более 57% нефти и конденсата и 92% природного газа России (Хартуков, 2018) и годовой добыче. В то же время она является одной из важнейших провинций России по перспективным ресурсам – 2,9 млрд тонн нефти и 48,6 трлн м³ газа (Варшавская, 2011). Восполнение запасов углеводородов происходит как за счет доразведки старых месторождений, так и за счет открытия новых месторождений. Одним из перспективных месторождений, где возможен прирост запасов углеводородов, является Лас-Ёганское месторождение– объект исследования в данной дипломной работе.

Лас-Ёганское месторождение находится на территории Нижневартовского района Ханты-Мансийского автономного округа Тюменской области. Оно располагается в 120 км на северо-запад от г. Нижневартовска и в 30 км к северу от г. Лангепас.

После переутверждения запасов УВ залежи в 2017 году в зоне глинизации разделяющей залежи пласта ЮВ₁¹Урьевского и Лас-Ёганского месторождений пробурена скв. 207Р. По результатам интерпретации ГИС в интервале глубин 2747,1-2751,9 м (а.о.- 2687,0-2691,8 м) нефтеводонасыщенный коллектор, с глубины 2752,9 м (а.о.- 2692,8 м) водонасыщенный. В результате испытания интервала перфорации 2747,0-2751,6 м (а.о.-2686,9-2691,6 м) после гидроразрыва получен приток жидкости дебитом 22,4 (нефти-7,46, воды 14,94) м³/сут с обводненностью 66,7 % при динамическом уровне 646 м. В результате расширился контур Центральной залежи в районе скважины, что послужило основанием для перерасчета запасов углеводородов.

Дипломная работа состоит из введения, 5 глав, заключения и содержит 50 страниц текста, 2 рисунка, 3 графических приложения, 5 таблиц. Список использованных источников включает 12 наименований.

Основное содержание работы

Подготовка глубокого бурения Лас-Ёганской площади осуществлялась по сейсмическим материалам сп 14/67-68 и 14/71-72, на основе которых была составлена структурная карта отражающего горизонта Б. По полученной карте на юге изучаемой площади выявлено локальное поднятие, названное Лас-Ёганским, на севере – валообразный структурный выступ.

Из первых 5 поисково-разведочных скважин в пределах существующих границ Лас-Ёганского лицензионного участка находятся скважины 77Р и 78Р. Скважина 77Р пробурена в 1976 году, в ней испытывались пласты ЮВ₁₁ и БВ₈, в результате чего получены притоки пластовой воды.

Из первых 5 поисково-разведочных скважин в пределах существующих границ Лас-Ёганского лицензионного участка находятся скважины 77Р и 78Р. Скважина 77Р пробурена в 1976 году, в ней испытывались пласты ЮВ₁¹ и БВ₈, в результате чего получены притоки пластовой воды.

В 1978 году скважиной 78Р, пробуренной на севере структуры, была установлена нефтеносность пласта АВ₁³. Эта скважина стала первооткрывательницей месторождения, а положительный результат геологоразведочных работ явился основой для развертывания разведочного бурения на Лас-Ёганской площади. 1979 году в сводовой части поднятия, считавшегося ранее единым и названного Лас-Ёганским, была пробурена скважина 39П, при опробовании которой из пластов БВ₆, АВ₂, и АВ₁³, были получены фонтанные притоки нефти. В том же году скважиной 81Р установлена нефтеносность ачимовской толщи – пластов Ач₄ и ЮВ₁¹. Продуктивность пластов верхней части ачимовской толщи была установлена скважинами 86Р (в 1980 г, пласт Ач₁) и 92Р. По пласту БВ₈ притоки нефти были получены впервые в скважине 4545 в 1986 году.

За период 1978-1982 гг. в пределах границ Лас-Ёганского лицензионного участка было пробурено 22 поисково-разведочные скважины. На основе полученной по ним информации установлена промышленная нефтеносность 7 объектов, по которым выполнен первый подсчет запасов Лас-Еганского месторождения.

В 1984 году институтом ТатНИПИнефть составлена технологическая схема разработки месторождения. С 1985 года месторождение введено в промышленную разработку. Разбуривание месторождения согласно технологической схеме разработки показало, что утвержденные ГКЗ запасы нуждаются в уточнении.

Одновременно с эксплуатационным разбуриванием осуществлялись работы по доизучению месторождения. В процессе доразведки в 1987 году проведены сейсморазведочные исследования МОВ ОГТ сп 1,2,15/87, по результатам которых детализированы ранее выявленные структуры, в частности, уточнилось строение Лас-Ёганского поднятия, состоящего, как выяснилось, из нескольких более мелких.

За период 1982-1991 гг в пределах Лас-Еганского лицензионного участка пробурено 16 разведочных (2 из которых вскрыли отложения палеозойского фундамента) и 657 эксплуатационных скважин.

За период с 1991 года до принятой в подсчете запасов даты уточнилось геологическое строение залежей по новым сейсмическим данным: в течение 1998-2003 гг.

В период с 01.01.1991 по 01.01.2005 гг. было пробурено 5 разведочных и 70 эксплуатационных скважин. Основными целями разведочного бурения являются доразведка краевых частей месторождения и исследование на продуктивность горизонта ЮВ₂ и доюрского основания. Были пробурены еще 4 скважины на горизонты, залегающие ниже продуктивного пласта ЮВ₁¹, при этом положительных результатов при их испытаниях получено не было. Скважины 208Р и 209П вскрыли породы доюрского основания.

На 01.01.2018 год пробуренный фонд на месторождении составил 855 скважины, в том числе 46 поисково-разведочных.[1]

На Лас-Ёганском лицензионном участке вскрыт разрез мезокайнозойского осадочного чехла мощностью 4000 м. На сопредельной территории и в пределах лицензионного участка палеозойские образования скважинами не вскрыты, данные основываются на результатах исследования ГИС. Платформенный чехол объединяет осадочные образования, начиная с юры до четвертичного возраста.

Мезозойская эратема является основным предметом исследований и включает в себя отложения юрского и мелового возраста.

Юрская система представлена всеми тремя отделами: нижним, средним и верхним. Нижнеюрские отложения в объеме плинсбахского и тоарского ярусов, и средний отдел в объеме ааленского, байосского и батского яруса, объединены в тюменскую свиту, сложенную песчано-глинистыми отложениями. В составе верхнеюрских отложений по характерному литологическому составу, выделены снизу-вверх 3 свиты: васюганская, георгиевская и баженовская.

Отложения мелового возраста распространены повсеместно и залегают согласно на нижележащих юрских отложениях. Система представлена двумя отделами: нижним и верхним.

Нижний отдел включает в себя породы мегинской, ванденской, алымской и большей части покурской свит. Верхний отдел сложен породами верхней части покурской свиты, кузнецкой, березовской и ганькинской свит.

Кайнозойская эратема включает в себя отложения палеогеновой и четвертичной систем, сложенных песчано-глинистыми отложениями и мощностью 700-800 м.

Палеогеновые отложения согласно залегают на меловых отложениях и представлены морскими осадками палеоцена и эоцена. В составе палеогеновой системы выделяются талицкая, люлинворская, тавдинская, атлымская, ново-михайловская и туртасская свиты.

На основании приведенного описания можно сделать вывод, что в разрезе преобладают терригенные породы. Общая мощность вскрытых бурением верхнеюрско-меловых пород составляет примерно 4000 м. В разрезе выделяются многочисленные пласты-коллекторы в нижнем и верхнем мелу, и покрывающие их флюидоупоры. В литологическом плане разрез благоприятен для формирования скоплений углеводородов.

В тектоническом плане Лас-Ёганское месторождение расположено в северо-западной части Нижневартовского свода, являющегося крупной структурой I порядка. Нижневартовский свод вытянут в северо-западном направлении на протяжении 300 км, в широтном – на 180 км. Амплитуда свода по оконтуривающей изогипсе приблизительно 500 м.

Месторождение не имеет строгой тектонической приуроченности и находится в зоне сочленения Урьевского и Покачевского куполовидных поднятий II порядка. В целом по площади месторождения по всем горизонтам прослеживается общее погружение в северо-западном направлении. На фоне этого погружения выделяются локальные структуры III порядка – Чиклинское и Тырлинское локальные поднятия. Тектоническое строение выделенного Лас-Ёганского поднятия в результате работ было уточнено, в его составе выделены более мелкие структуры IV порядка, которые получили свои названия – Южно-Чиклинское, Тайлакское и Кисинское локальные поднятия. Еще один слабо выраженный структурный элемент находится на юго-востоке от Тырлинского локального поднятия – Восточно-Тырлинское локальное поднятие IV порядка.[2]

Структура участка изучена по отражающим горизонтам юры и мела с учетом данных бурения поисковых скважин. В результате бурения скв. 207P и дальнейшего опробования интервалов получен приток нефти и расширился контур Центральной залежи, который требует пересчета запасов.

В разрезе исследуемого участка можно выделить ряд нефтегазоносных комплексов:[3]

- Неокомский НГК

- Берриас-нижневаланжинский НГК
- Ачимовский НГК
- Васюганский НГК

Подсчет запасов произведен исходя из степени изученности месторождения, объемным методом по общепринятым формулам: [4]

Для нефти: $Q_n(\text{геол}) = F \cdot h \cdot K_n \cdot K_n \cdot \gamma_n \cdot \beta$, где

Q_n – балансовые (геологические) запасы нефти, тыс. т;

F - площадь нефтеносности, тыс. м²;

h - средняя толщина нефтенасыщенных коллекторов, м;

K_n - коэффициент пористости, доли ед.;

K_n - коэффициент нефтенасыщенности, доли ед.;

γ_n - плотность нефти в стандартных условиях, т/м³;

β - пересчетный коэффициент, доли единицы.

Извлекаемые запасы нефти определялись путем умножения геологических запасов на коэффициент извлечения нефти.

Площадь нефтеносности для залежи продуктивного пласта определялась исходя из принятых геологических моделей на подсчетных планах, совмещенных со структурными картами по кровле коллектора. Структурные поверхности по стратиграфическим границам строились в соответствии со структурными картами сейсмических поверхностей.

Эффективные и нефтенасыщенные толщины продуктивных пластов Лас-Ёганского месторождения определялись по комплексу промыслово-геофизических исследований по прямым качественным и косвенным количественным признакам с учетом определенных критических значений фильтрационно-емкостных свойств пластов.

Коэффициент открытой пористости коллекторов определялся по образцам керна лабораторным способом и методами ГИС: по данным потенциалов собственной поляризации, акустического гамма-гамма плотностного и нейтронного каротажа

На Лас-Ёганском месторождении нет определений нефтенасыщенности прямым методом на образцах керна, так как не бурились скважины на нефтяной основе. Коэффициент нефтенасыщенности (Кн) коллекторов определялся по керну и по данным ГИС.

Подсчетные параметры физико-химических свойств нефти и растворенного газа пласта ЮВ₁¹ приняты по данным дифференциального разгазирования глубинных проб.

Запасы категории В₁ (разрабатываемые, неразбуренные эксплуатационной сеткой скважин, разведанные, подготовленные к разработке) в соответствии с требованиями Классификации выделяются и подсчитываются в залежах или их частях, не разбуренных эксплуатационными скважинами, разработка которых планируется в соответствии с утвержденным проектным документом, изученных сейсморазведкой или иными высокоточными методами, прошедшими предварительную апробацию в установленном порядке, и разбуренных поисковыми, оценочными, разведочными, транзитными или углубленными эксплуатационными скважинами, давшими в колонне промышленные притоки нефти или газа.

В соответствии с принятыми категориями запасов А, В₁, В₂ и подсчетными параметрами произведен подсчет запасов нефти и растворённого газа по залежам пласта ЮВ₁¹ Лас-Ёганского месторождения.

На Центральной залежи в южной части по результатам бурения и испытания продуктивной части пласта в скв. № 207Р с получением промышленного притока расширена площадь залежи на юг. Приращиваемая площадь запасов отнесена к категории В₁.

После переутверждения запасов УВ залежи в 2017 году в зоне глинизации разделяющей залежи пласта ЮВ₁¹ Урьевского и Лас-Ёганского месторождений пробурена скв. 207Р. По результатам интерпретации ГИС в интервале глубин 2747,1-2751,9 м (а.о.- 2687,0-2691,8 м) отмечается нефтеводонасыщенный коллектор, с глубины 2752,9 м (а.о.- 2692,8 м) -

водонасыщенный. В результате испытания интервала перфорации 2747,0-2751,6 м (а.о.-2686,9-2691,6 м) после гидроразрыва получен приток жидкости дебитом 22,4 (нефти -7,46, воды - 14,94) м³/сут с обводненностью 66,7 % при динамическом уровне 646 м.

По результатам интерпретации ГИС значения коэффициентов пористости и нефтенасыщенности не изменились.

По Центральной залежи в южной части по результатам бурения и испытания продуктивной части пласта в скв.207Р с получением промышленного притока расширена площадь залежи на юг. Приращиваемая площадь запасов отнесена к категории В₁.

Подсчетные параметры физико-химических свойств нефти и растворенного газа пласта ЮВ₁¹ приняты утвержденные и не изменились: плотность разгазированной нефти по пласту ЮВ₁¹ – 0,833 г/см³; газосодержание по пласту ЮВ₁¹ – 92,3 м³/т; пересчетный коэффициент по продуктивному пласту составил: ЮВ₁¹ – 0,800.

Заключение

По состоянию изученности Лас-Ёганского месторождения на 01.01.2018 г. по данным геологических, геофизических и промысловых работ получены следующие результаты:

1. На пласт ЮВ₁ дополнительно после предыдущего оперативного переутверждения запасов УВ учтены результаты бурения, интерпретации ГИС и испытания скважин №207Р.

2. По пробуренной скважине выполнена единая для площади детальная корреляция всех продуктивных пластов, уточнены границы объектов подсчета запасов и детализировано их строение.

3. Пересчет запасов нефти и растворенного газа выполнен методом дифференциации в программном комплексе «Isoline» в категориях А, В₁ по пласту ЮВ₁¹.

4. В результате пересчета изменилась структура запасов по сравнению с запасами, утвержденными в ГКЗ РФ, за счет перевода их части из категории В₂ в В₁.

5. По сравнению с числящимися на Государственном балансе по состоянию на 01.01.2018 г. подсчитанные геологические/извлекаемые запасы нефти в сумме промышленных категорий А+В₁ месторождения увеличились на **+197/+87** тыс. тонн

Список использованных источников

1 Баракин В.А. Отчет об изменениях запасов УВ по залежам пластов АВ₁³, АВ₂², Ач₄, ЮВ₁¹ Лас-Ёганского месторождения. Лицензии ХМН № 00514 НЭ, 22.04.1997 г. Отчет по договору с ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» от 01.01.2016 г.

2 Бочкарев В.С., Нестеров И.И. Тектоническая карта мезозойско-кайнозойского ортоплатформенного чехла // ЗапсибНИГНИ. - Тюмень, 1990.

3 Рудкевич М.Я. и др. Нефтегазоносные комплексы Западно-Сибирского бассейна/ М. Я. Рудкевич –М.: Недра, 1988, 303 с.

4 Распоряжение Об утверждении методических рекомендаций по применению Классификации запасов и ресурсов нефти и горючих газов, утвержденной приказом Министерства природных ресурсов и экологии Российской Федерации от 01.11.2013. №477.