

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

**ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ ДОРАЗВЕДКИ ЗАЛЕЖИ
ПЛАСТА ЮВ₁¹ ВАСЮГАНСКОЙ СВИТЫ ЛАС-ЕГАНСКОГО
МЕСТОРОЖДЕНИЯ В ПРОЦЕССЕ ЭКСПЛУАТАЦИИ**
(Саратовская область)
АВТОРЕФЕРАТ ДИПЛОМНОЙ РАБОТЫ

Студента 5 курса 551 группы
специальность 21.05.02 - прикладная геология
геологического факультета
Рябова Ильи Павловича

Научный руководитель
кандидат геол.-мин.наук, доцент

_____ М.П.Логинова

Зав. кафедрой
доктор геол.-мин.наук, профессор

_____ А.Д.Коробов

Саратов 2018

Введение

Западно-Сибирская нефтегазоносная провинция (НГП) входит в десятку крупнейших провинций мира и благодаря уникальному ресурсному потенциалу оценивается в качестве главной нефтегазодобывающей базы России с длительной перспективой.

Современный уровень разведанности (44% НСР) был достигнут еще в 90-х годах прошлого века. С тех пор открывались и открываются, как правило, мелкие и средние по величине запасов месторождения, в связи с чем актуальна проблема поддержания уровня добычи нефти и газа. Это обусловило необходимость доразведки трудноизвлекаемых запасов, приуроченных к низкопроницаемым коллекторам юрского и доюрского комплексов.

В дипломной работе объектом исследования является Лас-Еганское месторождение. Цель работы – геологическое обоснование доразведки залежи пласта ЮВ₁¹ васюганской свиты.

Для достижения поставленной цели было сделано следующее:

- собран и проанализирован материал по геологическому строению месторождения;
- определен основной объект исследования;
- оценена степень его изученности;
- на основе новой модели строения залежи сделаны рекомендации по доразведке в процессе эксплуатации;
- проведены необходимые дополнительные построения и расчеты по уточнению промышленных запасов.

Информация по геологическому строению Лас-Еганского лицензионного участка, в пределах которого находится одноименное месторождение, была предоставлена фондами ТПП «Повхнефтегаз» во время прохождения автором преддипломной практики.

Дипломная работа состоит из 5 глав, введения и заключения; содержит 56 страниц текста, 2 рисунка, 5 таблиц, 12 графических приложений. Список использованной литературы включает 13 наименований.

Основное содержание работы

Поисково-разведочное бурение на Лас-Еганской площади началось после выявления сейсморазведочными работами высокой перспективности площади, признаками которой стали благоприятные фациальные, структурно-тектонические условия и промышленная нефтеносность юрских и нижнемеловых отложений сопредельных месторождений (Урьевское, Нивагальское, Поточное, Южно-Покачевское).

Подготовка глубокого бурения на Лас-Еганской площади осуществлялась по сейсмическим материалам партий 14/67-68 и 14/71-72, на основе которых была составлена структурная карта отражающего горизонта Б. На юге закартированной площади было выявлено локальное поднятие, названное Лас-Еганским, на севере – валообразный структурный выступ [1].

В 1978 г. 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-Еганской площади.

В 1979 г. в сводовой части поднятия, считавшегося ранее единым и названного Лас-Еганским, 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 и верхневасюганской подсветы – пластов Ач₄ и ЮВ₁¹. Продуктивность пластов верхней части ачимовской толщи была установлена скважинами 86Р (пласт Ач₁, в 1980 г.) и 92Р (пласт Ач₂, в 1981г.). По пласту БВ₈ притоки нефти были получены впервые в скважине 4545 в 1986 г.

В 1984 г. объединением ТатНИПИнефть составлена технологическая схема разработки месторождения [1]. С 1985 г. месторождение введено в промышленную разработку.

Одновременно с эксплуатационным разбуриванием осуществлялись работы по доизучению месторождения. В процессе доразведки в 1987 г. проведены сейсморазведочные исследования МОВ ОГТ сп 1,2,15/87, по результатам которых детализировано строение ранее выявленных структур, в частности, уточнилось строение Лас-Еганского поднятия, осложненного, как выяснилось, более мелкими куполами.

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. По данным, полученным в результате проводимого бурения и сейсмических исследований, установлено, что залежь пласта АВ₁³, ранее представляющая единой на Лас-Еганской и Южно-Покачевской площадях, разделена прогибом, что и послужило основанием для разделения этих месторождений.

За период с 1991 по 2001 гг. было уточнено геологическое строение залежей по новым сейсмическим данным: в течение 1998-2003 гг. СК ПетроАльянс и объединением «Татнефтегеофизика» выполнены сейсморазведочные работы 3Д (сп 14361/98-00-01-03, сп 1361/99) и детализировано строение южной и северной частей Лас-Еганского лицензионного участка.

По данным на 2012 г. всего с начала разработки на месторождении отобрано 21038,6 тыс.т нефти, жидкости – 114736,8 тыс.т, текущий средний коэффициент нефтеизвлечения равен 0,175. Средний дебит нефти – 4,4 т/сут, жидкости – 74,2 т/сут.

По состоянию на 2012 г. месторождение находилось на третьей стадии разработки. В период эксплуатации в технологическую схему разработки вносились коррективы и по последним данным месторождение разрабатывается согласно положениям «Дополнения к технологической

схеме разработки Лас-Еганского нефтяного месторождения», выполненного институтом ООО «КогалымНИПИнефть» [2].

На месторождении выделены 5 основных эксплуатационных объектов, четыре из которых - АВ₁₋₂ (пласты АВ₁³+АВ₂); БВ₆; БВ₈; ЮВ₁ (ЮВ₁¹+ЮВ₁²) находятся в промышленной эксплуатации, пласты ачимовской толщи (Ач₁+Ач₂+Ач₄) на 2012 год находились на начальной стадии разработки. Наиболее крупные по запасам нефти объекты АВ₁₋₂ (52% от НИЗ) и ЮВ₁ (22% от НИЗ) выработаны на 55% и 40% соответственно. Обеспеченность запасами по категориям В+С₁ в целом по месторождению составляет 30 лет.

По состоянию на 01.01.2012 г. основной фонд скважин разбурен на 57% и составляет 777 скважин, в том числе: добывающих 550, нагнетательных 216, водозаборных 11. Фонд действующих добывающих скважин - 217, нагнетательных – 118. На месторождении продолжается эксплуатационное бурение на объекты АВ₁₋₂ и ЮВ₁.

Геологический разрез Лас-Еганского месторождения представлен породами палеозойского складчатого основания и терригенными отложениями платформенного мезозойско-кайнозойского осадочного чехла.

Платформенные образования включают в себя отложения юрской, меловой, палеогеновой и четвертичной систем. Керновым материалом разрез месторождения охарактеризован неравномерно. Более полно изучены верхнеюрские и нижнемеловые отложения, к которым приурочены продуктивные горизонты.

Наиболее широко распространены в пределах месторождения пласты групп АВ, которые вскрыты наибольшим количеством скважин, содержат основные запасы нефти на месторождении и характеризуются максимальной площадью распространения по сравнению с нижезалегающими продуктивными пластами. Для коллекторов данной группы характерно наличие значительной неоднородности как по площади, так и по разрезу, что является основной причиной формирования залежей сложной формы с

многочисленными литологическими экранами. Пласты группы БВ характеризуются относительно простым строением, что объясняется практическим отсутствием зон замещения. Отложения ачимовской толщи характеризуются линзовидным (клиноформным) строением и являются наиболее невыдержанными по площади. Пласты группы ЮВ также имеют сложное строение, характеризуются большими по площади зонами фациального замещения, наклонным ВНК, а также низкими коллекторскими свойствами.

На тектонической карте мезозойско-кайнозойского ортоплатформенного чехла Западно-Сибирской геосинеклизы Лас-Еганская структура расположена в северо-западной части Нижневартовского свода, в зоне сочленения Урьевского и Покачевского куполовидных поднятий II порядка. В геологическом строении Западно-Сибирской плиты выделяются три структурно-тектонических этажа: палеозойский фундамент, промежуточный структурный этаж, юрско-кайнозойский платформенный чехол [3].

По всем горизонтам исследуемой площади прослеживается общее погружение в северо-западном направлении. На фоне этого погружения выделяются локальные поднятия IV порядка: Чиклинское, Южно-Чиклинское, Тырлинское, Тайлакское и Кисинское.

По отражающему горизонту Б прослеживаются три основных локальных поднятия IV порядка – Тырлинское, Чиклинское, Южно-Чиклинское – и менее выраженные Тайлакское и Кисинское. Первые два из них осложняют два крупных параллельных друг другу структурных носа вытянутых в северо-западном направлении и разделенных заливообразным прогибом с амплитудой более 30 м.

Чиклинское поднятие оконтурено изогипсой -2610 м. Оно имеет субмеридиональное простирание, характеризуется сложной брахиантклинальной формой и имеет размеры 3,0 x 2,0 км. Амплитуда поднятия менее 10 м.

На юго-востоке от Чиклинского по изогипсе -2590 м выделяется Южно-Чиклинское локальное поднятие, которое имеет размеры 5,0 x 2,0 км. Оно осложняется мелкими западным и восточным куполами. Амплитуда поднятия составляет немногим более 10 м.

Тырлинское локальное поднятие находится восточнее Чиклинского, его амплитуда составляет также менее 10 м. Структура вытянута в северо-западном направлении и характеризуется брахиантиклинальной формой. Ее размеры – 4,0 x 1,75 км.

В верхних частях разреза структурные элементы, выделяемые по отражающему горизонту Б, выполаживаются.

По отражающему горизонту М, приуроченному к кровле пласта АВ₁, Тырлинское и Тайлакское поднятия уже не прослеживаются, а Чиклинское, Южно-Чиклинское и Кисинское характеризуются меньшими размерами. Зона депрессии, разделяющая структурные носы характеризуется меньшими амплитудами – менее 10 м.

Чиклинское поднятие по горизонту М смещается в северном направлении и оконтуривается изогипсой -1730 м. Оно представляет собой структуру брахиантиклинальной формы размерами 2,75 x 0,5 м и амплитудой менее 10 м. Южно-Чиклинское поднятие приобретает более простую форму: купола, выделяемые по отражающему горизонту Б сливаются, образуя брахиантиклинальную структуру субмеридионального простирания размерами 4,0 x 1,75 м и амплитудой менее 10 м.

Структуры, установленные по результатам сейсморазведки подтверждены в ходе бурения.

На западе по изогипсе -2660 м оконтурена приподнятая зона размером 7,5 x 3,7 км и амплитудой около 30 м. На юге она ограничивается линией замещения коллектора. В северной части этой приподнятой зоны по изогипсе -2650 м выделяется локальное Чиклинское поднятие размерами 3,5 x 1,75 км и амплитудой около 20 м. Ее южная часть осложнена Южно-Чиклинским поднятием, которое оконтурено изогипсой -2650 м, имеет

брахиантиклинальную форму и осложнено двумя куполами. Размеры поднятия составляют 3,6 x 2,2 км, амплитуда – 20 м.

На востоке месторождения по изогипсе -2670 м выделяется вторая приподнятая зона размерами 4,5 x 3,1 км. В южной части она осложнена Тырлинским локальным поднятием, которое оконтурено изогипсой -2650 м и имеет размеры 1,8 x 0,85 км. Амплитуда поднятия – менее 10 м. Восточнее по той же изогипсе выделяется Восточно-Тырлинское поднятие, ограниченное на востоке линией замещения коллектора. Оно имеет размеры 1,8 x 0,95 км и амплитуду более 10 м.

Ловушки преобладают структурно-литологические (комбинированные), а для пластов ачимовской толщи – линзовидные (клиноформные тела).

Лас-Еганское месторождение находится в Нижневартовском нефтегазоносном районе (НГР) Среднеобской нефтегазоносной области Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции. Промышленная нефтегазоносность Нижневартовского НГР установлена преимущественно в пластах верхнеюрского и мелового возраста. Наиболее широко распространены залежи в васюганской свите (Урьевское, Поточное, Южно-Покачевское, Нивагальское, Покамасовское, Чумпасское и др. месторождения) и разрезе нижнемеловых отложений – Самогторское, Мегионское, Вать-Еганское, Повховское, Северо-Покурское и др. В сеноманских отложениях вскрыта газовая залежь Самогторского и Варьеганского месторождений.

Основные резервы прироста запасов Нижневартовского НГР связаны с литологическими ловушками в неокомских и верхнеюрских отложениях. Серьезных геолого-промысловых исследований и сейсмических работ требуют особенности геологического строения ачимовской толщи.

В пределах Нижневартовского НГР нефтеносность установлена в интервале глубин 1740-2700 м в отложениях алымской свиты (пласт АВ₁³),

ванденской свиты (пласты АВ₂, БВ₆), мегионской свиты (БВ₈, Ач_{1,2,4}) и васюганской свиты (пласты ЮВ₁¹⁻²).

В пределах принятых лицензионных границ Лас-Еганского месторождения в полном объеме располагаются залежи только пластов группы БВ, пластов Ач₁ и ЮВ₁².

В самом нижнем вскрытом продуктивном горизонте (ЮВ) выделено два продуктивных пласта – ЮВ₁¹ и ЮВ₁², но наибольший интерес в плане нефтеносности имеет пласт ЮВ₁¹, вскрытый на а.о. -2601-2705м и представленный пятью залежами. Пласт ЮВ₁² характеризуется наибольшей площадью замещения коллектора и представлен одной небольшой залежью.

Отложения ачимовской толщи характеризуются линзовидным (клиноформным) геологическим строением. Отдельное тело клиноформы представляет собою серию линз коллекторов, изолированных друг от друга глинистыми покрышками. Своеобразие строения толщи обуславливает смену пород по возрасту на более молодые в направлении с востока на запад, сопровождающуюся размывами более древних пород. Кроме того, из общих особенностей залегания клиноформ, следует отметить их субмеридиональное простирание.

В отличие от залежей других подсчетных объектов залежи нефти пластов БВ Лас-Еганского месторождения характеризуются простой геометрией, обусловленной отсутствием зон замещения коллекторов пласта, а также наименьшим наклоном ВНК, либо его отсутствием.

Залежи пластов группы АВ характеризуются наибольшей распространенностью по площади по сравнению с нижезалегающими продуктивными пластами. Коллекторы пластов характеризуются значительной неоднородностью, как по площади, так и по разрезу, что является основной причиной формирования залежей сложной формы с многочисленными литологическими экранами. При выявлении геологического строения залежей пластов группы АВ подтверждается наличие наклона ВНК на площади месторождения.

По результатам анализа поверхностных и пластовых проб, нефти Лас-Еганского месторождения в условиях пласта являются преимущественно тяжелыми по плотности, маловязкими, сернистыми. Исключение составляют легкие нефти васюганской свиты (пласт ЮВ₁¹). Давление насыщения нефти газом значительно ниже пластового давления, т. е. нефти месторождения по всем продуктивным пластам являются недонасыщенными. Средняя величина газосодержания по пластам колеблется от 25,4 до 92,3 м³/т.

Лас-Еганское месторождение находится на третьей стадии разработки, одним из основных по запасам залежей нефти объекты АВ₁₋₂ (52% от НИЗ) и ЮВ₁ (22% от НИЗ) выработаны на 55% и 40% соответственно. Поэтому основными направлениями дальнейших работ, с целью повышения уровня разведанности залежей, промышленной значимости запасов нефти и уточнения геометрии выявленных залежей, является разведочное и эксплуатационное бурение в краевых частях залежи, доразведка залежи пласта ЮВ₁¹ васюганской свиты. Основной задачей является доразведка залежей пластов ЮВ₁, оценка добывных характеристик пластов. Изучение строения пластов и выявление залежей ачимовской толщи производится в комплексе с работами, направленными на исследования выше или ниже лежащих пластов, имеющих более простое строение.

С целью доразведки залежей пластов ЮВ₁ на юго-западном склоне Южно-Чиклинского локального поднятия на северо-востоке площади сейсморазведочных работ 3D с/п 1361/99 рекомендуется бурение разведочной скважины.

Обоснованием заложения данной скважины послужили новые данные, полученные по итогам переинтерпретации результатов сейсморазведочных работ 3D с/п 1361/99, а также результатов ГИС в скважине 102Р. Это позволило сформировать новую модель залежи пласта ЮВ₁¹ с общим для Центральной и Южной залежей ВНК на глубине -2700 м. Кроме того, по результатам бурения скважины 68Р вблизи от зоны замещения был получен промышленный приток, что указывает на необходимость пересмотра границ

зоны замещения и площади ее распространения на участке между Центральной и Южной залежами. В виду того, что границы этой зоны были проведены условно на расстоянии 1 км от скважин, пробуренных на краевых участках залежей, предполагается, что эти границы могут отсутствовать совсем, либо занимать иное положение.

Для подтверждения данного прогноза в пределах предполагаемой раннее зоны замещения коллектора предполагается заложение разведочной скважины 207Р на расстоянии 810 м к юго-западу от скважины 95Р со вскрытием пластов ЮВ₁¹ и ЮВ₁² на полную мощность.

Целью бурения является доразведка залежей пласта ЮВ₁¹ за контуром нефтеносности. В ходе разведочного бурения планируется:

- вскрыть пласты группы АЧ и ЮВ₁;
- изучить геологическое строение пластов группы АЧ и ЮВ₁;
- уточнить характер развития пластов группы АЧ и ЮВ₁;
- определить эффективные нефтенасыщенные толщины пластов;
- получить промышленный приток;
- подтвердить сложившуюся модель строения залежи пласта ЮВ₁¹;
- обеспечить прирост запасов категории С₁.

С целью получения данных, необходимых для подсчета запасов и составления технологических схем разработки, при разведке месторождений по каждой разведочной скважине должен проводиться комплекс исследовательских работ по изучению разреза пород, слагающих месторождение, опробованию и испытанию всех вскрытых продуктивных (нефтеносных) пластов.

По результатам разведочных работ проводится уточнение геологических и извлекаемых запасов пласта ЮВ₁¹ по категории С₁. Полученная при бурении разведочной скважины информация позволит уточнить границы контура нефтеносности пласта, оценить добывные характеристики. В случае обнаружения залежи и получения промышленных притоков ожидается прирост запасов по категории С₁ на 881 тыс.т.

Заключение

По итогам изучения материалов сейсморазведочных работ, а также данных, полученных в ходе бурения, было установлено, что Лас-Еганское месторождение является сложнопостроенным. Здесь продуктивны нижнемеловой и верхнеюрский НГК. Наиболее перспективным объектом разработки в данный момент является пласт ЮВ₁¹, который имеет сложное строение, характеризуется широким распространением зон фациального замещения и низкими ФЕС коллекторов. Он требует дополнительного изучения с целью приращения запасов нефти по категории С₁ и уточнения геологического строения.

Для доразведки залежей пласта ЮВ₁¹ рекомендуется бурение вертикальной разведочной скважины 207Р в юго-западной части Центральной залежи со вскрытием пластов ЮВ₁¹, ЮВ₁² на полную мощность. Проектный горизонт – нижневасюганская подсвета.

В результате бурения разведочной скважины должны быть решены задачи по уточнению геологического строения и промысловых характеристик залежи пласта ЮВ₁¹, определению пространственной изменчивости ФЕС пласта, переводу запасов нефти из категории С₂ в промышленную категорию С₁.

Список использованных источников

1. Технологическая схема разработки Лас-Еганского месторождения. Бугульма, ТАТНИПИнефть, 1984.
2. Дополнения к технологической схеме разработки Лас-Еганского нефтяного месторождения, Тюмень, «КогалымНИПИнефть», 2011.
3. Колотухин А.Т., Астаркин С.В., Логинова М.П. Нефтегазоносные провинции России и сопредельных стран: Учебное пособие. – Саратов: ООО Издательский центр «Наука», 2013.