

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

Обоснование доразведки залежи ардатовского горизонта
пласта D₂IVa на Осиновском месторождении

(Саратовская область)

АВТОРЕФЕРАТ ДИПЛОМНОЙ РАБОТЫ

студентки 6 курса 611 группы
специальности: 21.05.02 «Прикладная геология»
геологического факультета
Ивановой Елены Сергеевны

Научный руководитель
доктор геол.-мин.наук, профессор

И.В. Орешкин

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

А.Д. Коробов

Саратов 2018

Введение

Саратовская область является одним из старейших нефтегазоносных регионов в Волго-Уральской нефтегазоносной провинции, где увеличение добычи нефти и газа в Саратовской области, что является в настоящее время важнейшим фактором стабильности экономики. Многие месторождения, относительно небольшие по запасам, но и они представляют интерес не только с геологической, но и с экономической точки зрения. Одним из месторождений, где возможно приращение запасов углеводородов является Осиновское месторождение.

Осиновское нефтяное месторождение расположено в Степновском нефтегазоносном районе, который является важнейшим нефтегазодобывающим районом Саратовской области.

Осиновское месторождение было открыто в 1994 году, в результате бурения поисковой скважины 1 подтвердившей наличие поднятия и установившая промышленную нефтеносность воробьевского и газоносность ардатовского горизонтов. Несмотря на довольно длительный период геолого-геофизического изучения месторождения залежь пласта D_2IVa ардатовского горизонта является недоизученной.

Целью дипломной работы является обоснование доразведки газонефтяной залежи пласта D_2IVa ардатовского горизонта в юго и юго-восточной части Осиновского месторождения, с которыми связаны основные запасы месторождения, значительная часть которых оценены по категории C_2 .

Для достижения цели дипломной работы необходимо выполнить следующие задачи:

- сбор геолого-геофизических материалов характеризующих геологическое строение и нефтеносность месторождения;
- анализ собранных геолого-геофизических материалов;
- выработка рекомендаций по доразведке Осиновского месторождения.

В основу работы положены материалы собранные в период прохождения преддипломной практики. Это результаты геофизических исследований,

материалы бурения и испытания скважин, результаты лабораторных работ, а так же опубликованные и фондовые источники, в которых рассматриваются проблемы геологического строения и нефтегазоносности Осиновского месторождения Нижневолжской нефтегазоносной области.

Дипломная работа состоит из 4 глав, введения, заключения и содержит 47 страниц текста, 4 рисунков, 4 графических приложений. Список использованных источников включает 13 наименований.

Основное содержание работы

Геологическое изучение территории, в пределах которой расположено Осиновское месторождение, началось при проведении аэромагнитной, гравиметрической и аэрогеологической съёмки в 1942 - 1949 годах. В результате было получено представление об общих чертах тектонического строения Саратовского Заволжья и выявлено региональное поднятие субширотного простирания (Степновский сложный вал). В результате проведения сейсмо-электроразведочных работ, а также геологической съёмки с бурением картировочных скважин в 1949 - 1952 годах в отложениях мезозоя был выявлен и закартирован ряд локальных поднятий осложняющих выявленные ранее региональные структуры, а также протрассирован борт Прикаспийской впадины [1].

Структурное бурение проводилось в 1958 - 1961 годах.

В 1991 году была проведена сейсморазведка южного склона Степновского сложного вала, где по терригенному девону было выявлено Осиновское поднятие [2]. В 1992 году был уточнен структурный план поднятия, местоположение разломов, размеры и форма блоков. В 1993 году был составлен паспорт на Осиновскую площадь, то есть структура была подготовлена к поисковому бурению.

С 1993 г. на Осиновском месторождении началось поисковое бурение скважин 1, 2. Материалы бурения подтвердили наличие поднятия и установили промышленную нефтеносность воробьевского и газоносность ардатовского горизонтов [2]. Всего до 1996 г. было пробурено 7 поисковых и разведочных скважин.

Более точное представление о структурном плане Осиновской площади дали материалы сейсморазведки-3D проведенной в 1999 - 2000 годах (21,8 км²) [2].

В 2000 - 2001 годах проведен второй этап детальной сейсморазведки 3D (27,59 км²), уточнивший положение и амплитуды разломов, размеры и формы

блоков, а следовательно, и объемы продуктивных коллекторов, характер распределения в них нефтегазоносности и величины запасов нефти и газа [3].

В К 2008 году на месторождении пробурено 11 скважин: одна - поисковая, шесть - оценочных, четыре - добывающих [4].

На исследуемом участке было проведено большое количество исследований, но всё же недостаточное для выяснения всех характеристик сложного строения Осиновского месторождения.

Сводный разрез построен по материалам промыслово-геофизических исследованиях и анализу кернового материала скважин 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 10-бис пробуренных на Осиновском месторождении, с учетом геофизических исследований.

В строении осадочного чехла изучаемой территории принимают участие отложения девонской, каменноугольной, пермской, триасовой, юрской, неогеновой, четвертичной, квартер систем. Общая мощность осадочного чехла 2240м.

Разрез представлен чередованием терригенных и карбонатных комплексов, которые сложены различными типами пород – аргиллитов (глин), алевролитов песчаников, известняков, наличие многочисленных перерывов в осадконакоплении. Наиболее значительными из них является предбайосский и преднеогеновый перерывы в осадконакоплении, которые привели к отсутствию значительных частей разреза. Мощность разреза осадочной толщин в пределах рассматриваемой территории возрастает в южном и юго-восточном направлениях. Продуктивные пласты воробьевского и ардаатовского горизонтов, к которым приурочены основные залежи нефти и газа Осиновского месторождения представлены терригенными породами.

В тектоническом отношении Осиновское месторождение расположено в присводовой части Степновского сложного вала, входящего в состав Рязано-Саратовского прогиба, который формировался как палеозойская структура, унаследованно развивавшаяся над Пачелмским авлакогеном [5]. Осиновская

структура представляет собой комбинированную ловушку, выделенную по отражающим горизонтам клинцовских и воробьевских отложений.

Для тектонического строения Степновского сложного вала характерна сильная раздробленность разреза разрывными нарушениями предтимаанской и предфаменской тектонических фаз. Локальные структуры в девоне характеризуются мелкоблоковым строением и часто являются погребенными под отложениями карбонатного девона. В вышележащих отложениях по горизонтам карбона, перми и мезозоя они не отображаются и представлены моноклиналями, осложненными структурными носами и террасами [1].

По данным сейсморазведки 3D и бурения основными элементами строения Осиновской структуры по терригенному девону являются два блока – Центральный (I) и Северный (II). Они разделены малоамплитудным (40 м) нарушением, вскрытым скважинами №№1 и 3 и в целом представлены горстами, ограниченными со всех сторон сбросами [6].

С севера I и II блоки ограничены крупно амплитудным (80-85 м) разрывным нарушением юго-запад–северо-восточного простирания, вскрытым скважинами 4, 9 и 10Б, расположенная за ним опущенная ступень нарушениями разбита на три мелких блока – южный (III), юго-восточный (IV), западный (V). К западу и востоку от центральных блоков устанавливаются также опущенные по разломам блоки северо-западный (VI) и восточный (VII). В структурном отношении они представлены гомоклиналями, примыкающими к разрывным нарушениям, ограничивающим центральную часть структуры.

Сбросы предтимаанского времени осложняют изучаемую структуру, имеют амплитуду от 10 до 100 м. Они группируются в две линии. Первая, меридиональная линия, протягивается через всю площадь, состоит из двух субпараллельных на расстоянии 400-700 м сбросов восточного падения, образующих протяженную ступень. Вторая, субширотная линия, протягивается с востока к центру площади и также состоит из двух субпараллельных на расстоянии 300-400 м сбросов северного падения, образуя вторую ступень. В центре площади вторая, субширотная линия, осложнена рядом поперечных и

радиальных сбросов, которые в совокупности образуют блоковое строение Осиновской структуры.

Центральный блок - горст, ограниченный по периметру сбросами, является наиболее приподнятым элементом структуры. Его размеры 600х300 м.

Северный блок является опущенным по отношению к центральному, также ограничен сбросами. Размеры северного блока 500х200 м. Минимальные абсолютные отметки находятся на юго-западе блока, в районе скв. №9.

Южный блок расположен к югу и юго-востоку от центрального горста, ограничен по периметру сбросами. Размеры его 800х300 м.

Восточный блок расположен к востоку и юго-востоку от южного блока, ограничен с запада, северо-запада и севера сбросом, этот блок сложен обширной полуантиклиналью размерами 1000х300 м и амплитудой 50 м, погруженную по сбросу относительно южного блока.

Западный блок расположен к юго-западу от центрального и южного блоков, ограничен с востока и с севера сбросами. Размеры блока 900х200 м.

Северо-западный блок сложен полуантиклиналью размерами 900х250 м, расположенную к северо-западу от сбросов, а на юго-востоке граничащую с северным и центральным блоками.

По схеме нефтегеологического районирования Осиновское месторождение находится в пределах Степновского нефтегазоносного района Нижневолжской нефтегазоносной области Волго-Уральской нефтегазоносной провинции.

На Осиновском месторождении в процессе бурения проводились испытания в отложениях тульского, бобриковского, тиманского, пашийского, ардатовского, воробьевского, мосоловского и клинцовского горизонтов. В результате была установлена продуктивность отложений тиманско-пашийского, ардатовского (пласты $D_2IVб$ и D_2IVa) и воробьевского (пласт D_2V) возраста, из которых были получены притоки нефти и газа. В отложениях тиманско-пашийского и ардатовского (пласт $D_2IVб$) возраста по предварительному подсчету извлекаемые запасы нефти составляют меньше 1 тыс. т., т.е. являются непромышленными. Залежь же приуроченная к

отложениям воробьевского возраста является достаточно хорошо изученной. Поэтому основным объектом изучения является залежь пласта D₂IVa ардаатовского горизонта [7,8].

Пласт D₂IVa вскрыт 11 скважинами. Отложения ардаатовского горизонта представлены в основном песчаниками и алевролитами с прослоями аргиллитов и редко известняков.

Коллекторами служат песчаники и реже алевролиты, разделенные непроницаемыми пропластками глинистых алевролитов, аргиллитов и известняков. Песчаники кварцевые, серые, иногда коричневато-бурые за счет пленок нефти, мелко-среднезернистые, зерна хорошо окатаны, средней плотности и крепости, часто глинистые, с включениями древесного угля и признаками углеводородов. Алевролиты серые, местами буроватые, пятнисто-слоистой текстуры, часто глинистые, иногда трещиноватые, с включениями унифицированного детрита и пирита. Аргиллиты темно-серые, плотные, пластинчатые. Известняки серые, среднекристаллические, плотные.

Эффективные толщины коллекторов изменяются от 2,4 до 11,6 м: эффективная нефтенасыщенная – 5,8 м, эффективная газонасыщенная – 1,3 м.

Пористость коллекторов изменяется от 10,4 % (скв. №1) до 17,4 % (скв. №2). Нефтенасыщенность составляет 95,3 %. Среднее значение проницаемости равно 0,071 Дарси. Коэффициенты расчленённости и песчанности соответственно равны 4,3 - 0,38.

Залежь района скважин №№8, 9, 10 и 10 бис является газонефтяной. Водонефтяной контакт принимается на абсолютной отметке -2168,9 по подошве самого нижнего нефтенасыщенного пропластка в скв. №10. Газонефтяной контакт - на абсолютной отметке - 2138,3 м. Залежь является пластовой сводовой, тектонически экранированной.

Залежь района скв. № 4 является нефтяной. Водонефтяной контакт принят по подошве последнего нефтенасыщенного пропластка на абсолютной отметке - 2186,7 м. Залежь является пластовой сводовой, тектонически экранированной.

Высота газонефтяной залежи ардатовского горизонта в пределах принятого ВНК около 84 м, размеры залежи 1,9 x 1,3 км [7,8].

Газонефтяная залежь района скважин №№2, 1, 3, 7, 5 и 6 пластовая, сводовая, тектонически экранированная.

Газонефтяной контакт по центральной залежи принят по подошве коллектора в этой скважине абсолютной отметке -2074,1 м.

Таким образом, в пласте D₂IVa установлены две газонефтяные залежи - это в районе скважин №№8, 9 и 10, в районе скважин №№1, 2, 3, 7, 5 и 6 и нефтяная залежь в районе скважины №4, гидродинамически связанная с газонефтяной залежью северного блока (скв. №№8, 9, 10, 10Б) [7,8].

На государственном балансе на 01.01.2009 г. числятся запасы нефти и газа газовой шапки в следующих объемах:

по ардатовскому горизонту по состоянию на 01.10.2008 г. числятся:

По категории C₁ [4]:

- запасы нефти (геологические/извлекаемые) - 218/97 тыс.т.;
- запасы растворенного газа (геолог./извл.) - 42/19 млн. м³;
- запасы газа газовой шапки (газ газовой шапки) - 83 млн. м³.

По категории C₂:

- запасы нефти (геологические/извлекаемые) - 232/111 тыс. т.;
- запасы растворенного газа (геолог./извл.) - 45/21 млн. м³;
- запасы газа газовой шапки (газ газовой шапки) - 66 млн. м³.

Для изучения залежи пласта D₂IVa, ардатовского горизонта были проведены многочисленные исследования. Получены данные по характеру распространения пласта, установлены условные геометрические размеры залежи и границы контактов, получены первичные представления о фильтрационно-ёмкостных свойствах (ФЕС) пласта, а так же данные о физических свойствах самого флюида. Но так как залежь пласта D₂IVa имеет сложное строение большая часть запасов оценена по категории C₂ и составляют более 50%. Несмотря на комплекс проведённых ранее геолого-геофизических исследований данная залежь является не достаточно изученной. Что

проявляется в условности границ ВНК, неравномерной изученности залежи бурением в юго-западной части.

Для уточнения геологического строения, оценки фильтрационно-ёмкостных свойств коллекторов, и добычных возможностей месторождения и перевод запасов в этих частях залежей из категории C_2 в C_1 , необходимо проведение доразведки южного и юго –восточного участков Осиновского месторождения бурением двух независимых разведочных скважин.

Независимую разведочную скважину № 11 рекомендуется заложить в юго-восточной части IV блока, юго-восточнее скважины №5 на 480 м. Проектный горизонт - черныярский. Проектная глубина - 2300м.

Независимую разведочную скважину № 12 рекомендуется заложить в южной части V блока, юго-западнее скважины №2 на 430 м. Проектный горизонт - черныярский. Проектная глубина - 2300м.

Задачи, решаемые в процессе доразведки [9]:

- уточнение характера распространения продуктивных пропластков в юго-восточном и восточном направлении залежи;
- уточнение распространения нефте- и газонасыщенных толщин в юго-восточном и восточном направлении;
- уточнение данных геометрии (форма, размер) залежи;
- уточнение положения ВНК залежи пласта D_2IVa , в южном и юго-восточном участке месторождения.
- уточнение подсчётных параметров;
- приращение запасов категории C_1 по пласту D_2IVa и в целом по месторождению.

Для решения всех перечисленных задач при бурении рекомендуемых скважин необходимо провести отбор керна и шлама, комплекс промыслово-геофизических и геолого-технологических исследований, опробование и испытание и исследование скважин.

Заключение

Осиновское месторождение имеет сложное строение. Залежь пласта D₂IVa ардаатовского возраста приурочена к двум блокам: в районе скважин №№4, 9, 8, 10, 10б и 2, 3, 1, 5, 6, 7. Каждый из блоков разбит нарушениями, так же осложняющими строение ловушек. Несмотря на комплекс проведенных ранее геолого-геофизических исследований залежь пласта D₂IVa ардаатовского возраста является не достаточно изученной.

Ввиду сложности геологического строения месторождения, выразившейся сложно-построенную залежь ардаатовского горизонта, наличием разрывных нарушений, невыдержанности нефтенасыщенных толщин и коллекторских свойств пласта D₂IVa, границы ВНК, а следовательно и размеры залежи имеют условный характер и нуждаются в уточнении, а так же и соотношение запасов по категориям C₁ и C₂ позволяет продолжить доразведку залежи пласта D₂IVa. необходимо провести мероприятия по доразведки отдельных участков месторождения.

Для получения дополнительной информации о залежи пласта D₂IVa Осиновского месторождения рекомендовано бурение разведочных скважин №№11 и 12 с проектной глубиной 2300м и проектным черноморским горизонтом. Для разведочных скважин №№11 и 12 рекомендуется предусмотреть конструкцию, позволяющую перевести их в последствии в разряд эксплуатационных.

По результатам бурения рекомендованных разведочных скважин будет: уточнена модель строения ардаатовской залежи; увеличены запасы промышленной категории; что позволит выбрать более рациональный вариант разработки Осиновского месторождения.

Список использованных источников

1. Лукашов А.И. «Изучение разрывных нарушений в девоне Ближнего Саратовского Заволжья и их влияние на строение залежей нефти и газа». Фонды ОАО «Саратовнефтегеофизика». Саратов, 1973.
2. Аниканов А.Ф., Ряховский В.В. Отчет о работах Степновской сейсморазведочной партии № 0296 «Выявление и подготовка объектов под поисково-разведочное бурение по отложениям карбона и девона на Степновском сложном вале». Фонды ОАО «Саратовнефтегеофизика». Саратов, 1996.
3. «Отчёт подсчёт и пересчёт запасов нефти и газа Осиновского месторождения Саратовской области по состоянию на 01.01.2002г.» Саратов, фонды ОАО «Саратовнефтегаз». 2002.
4. Халиулин И.Ш., Новгородова И.Л, Волков В.П. «Подсчёт запасов по Осиновскому месторождению, Саратовская область» Саратов, фонды ОАО «Саратовнефтегаз». 2008.
5. Шебалдин В.П., Никитин Ю.И. и др. "Тектоника и перспективы нефтегазоносности Саратовской области". Саратов, 1993г. Фонды ОАО «Саратовнефтегаз».
6. Антипин М.А. Технологическая схема разработки Осиновского месторождения. ЗАО «ТИНГ», Тюмень, 2006.
7. «Проект разработки Осиновского месторождения», ООО «НТЦ-РуссНефть», 2009.
8. Руководитель темы В.Ф.Калинин. «Определение физических свойств пород-коллекторов по керновому материалу по объектам Степновского УБР за 1998-2000 гг.». Научный Центр ОАО «Саратовнефтегаз». Саратов, 2000.
9. Габриэлянц Г.А. Пороскун В.И. и др. «Методика поисков и разведки залежей нефти и газа» /– М.: Недра, 1985. – 304 с.