

МИНОБРНАУКИ РОССИИ

Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования

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

Кафедра геологии и геохимии горючих ископаемых

«Обоснование доразведки Иргинского месторождения»

(Волгоградская область)

АВТОРЕФЕРАТ К ДИПЛОМНОЙ РАБОТЕ

студента 6 курса, 611 группы, заочной формы обучения

геологического факультета

специальности 21.05.02 «Прикладная геология»,

специализация «Геология нефти и газа»

Кудашева Эльдара Ришатовича

Научный руководитель

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

Заведующий кафедрой

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

Саратов 2020

Введение

В последние годы в пределах западной бортовой зоны Прикаспийской впадины выявлен ряд месторождений, таких как Центральное, Малышевское, Алексеевское, Левчуновское, Сергеевское и другие. Эти данные указывают на перспективность исследуемой территории в плане прироста запасов углеводородов. Одним из таких перспективных объектов в пределах которого бурением поисковой скважины №1 установлена залежь углеводородов является объект исследования данной работы – Иргинское месторождение. По результатам работ ВСП и НВП, проведенных в 2011 г., установлено, что свод Иргинской структуры расположен севернее, чем предполагалось ранее, в связи с этим пробуренная поисковая скважина оказалась в краевой части структуры, остальная же часть структуры бурением не подтверждена. В контуре нефтеносности находится только одна поисковая скважина №1. Таким образом выявленная залежь углеводородов на большей по площади части месторождения бурением не подтверждена и запасы в основном оценены по категории C_2 , что является основанием для доразведки Иргинского месторождения. В связи с этим целью дипломной работы является доказать обоснованность доразведки Иргинского месторождения и для уточнения структурных построений, строения залежи и пересчета запасов рекомендуется: проведение сейсморазведочных работ МОГТ-3D, так как данный вид работ является наименее затратным и бурение двух разведочных скважин, одной независимой и одной зависимой которые позволят более полно изучить Иргинское месторождение и, возможно, переоценить запасы углеводородов.

В административном отношении Иргинское месторождение расположено в Николаевском и Быковском районах Волгоградской области и приурочено к Николаевско – Городищенской тектонической ступени западной бортовой зоны Прикаспийской впадины.

Глубокое бурение на Иргинской площади начато в 1991 году с целью поиска залежей нефти в отложениях карбона и карбонатного девона. Пробурена одна поисковая скважина №1, которая установила нефтегазоносность

бобриковских отложений.

Целью дипломной работы является обоснования доразведки пласта C₁bb в процессе эксплуатации Иргинского нефтяного месторождения.

Для достижения цели необходимо решить следующие задачи:

1. Сбор геолого-геофизического материала, характеризующего геологическое строение и нефтеносность Иргинского месторождения;
2. Анализ собранного материала с целью обоснования недоизученности залежи пласта C₁bb;
3. Выработки рекомендаций на доразведку Иргинского месторождения.

В основу дипломной работы положены геологические материалы, собранные во время промыслово-разведочной практики материалы сейсмических исследований, проведенных в пределах рассматриваемой территории, данные бурения поисковых, разведочных и эксплуатационных скважин, использованы прогнозные оценки нефтегазоносности, содержащиеся в научных и производственных отчётах.

Иргинская структура впервые выявлена в 1990 году сейсморазведочными работами МОГТ, по отражающим горизонтам VII – C₁t и D₃fm установлено и подготовлено к глубокому бурению Иргинское поднятие. Основные перспективы нефтегазоносности связаны с бобриковскими отложениями.

Работа состоит из введения, 5 глав, заключения и содержит 47 страниц, 1 рисунок, 9 таблиц, 9 графических приложений и список использованных источников из 20 наименований.

Основное содержание работы

С середины 40-х годов прошлого века здесь проводились средне- и крупномасштабные геолого-структурные съемки. В период с 1945 по 1963г.г. на территории проводились аэромагнитные съемки и магнитометрия, в 1964-1970г.г. электроразведочные работы и сейсморазведка (методы КМПВ). [3]

Иргинское нефтяное месторождение открыто в 1991 году. Нефтеносность связана с пластом C₁bb верхнего карбона.

В 1986 году сейсморазведочными работами МОГТ выполненными ПО «Волгограднефтегеофизика» была выявлена структура Юрьевская, в пределах

которой в 1990 году по отражающим горизонтам VII – C_{1t} и D_{3fm} установлено и подготовлено к глубокому бурению Иргинское поднятие.

На территории отработано 57 км. сейсмических профилей 2D.

В разрезе девонских отложений, преобладают карбонатные породы, среди которых широко развиты органогенные, органогенно-обломочные известняки, которые могут быть хорошими коллекторами. В интервале кожимского надгоризонта кроме известняков развиты терригенные разности – с которыми связаны как пласты коллекторы (песчаники, алевролиты), так и флюидоупоры (глинистые разности).

В процессе геологического развития изучаемой территории периодически складывались благоприятные условия для формирования пород-коллекторов в песчаной части бобриковских отложений, продуктивный пласт C_{1bb} и флюидоупоров аргиллитов бобриковских отложений, что определило формирование резервуаров.

Иргинская структура в геотектоническом отношении находится в зоне сочленения крупнейших тектонических элементов Русской платформы: Пачелмско-Саратовского авлакогена и Прикаспийской синеклизы. Граница между указанными мегаструктурами условно проводится по верхней кромке бортового нижненепермского тектоно-седиментационного уступа Прикаспийской впадины. Бортовой уступ является основным структурно-морфологическим элементом бортовой зоны и разделяет ее на внешнюю и внутреннюю части. Западнее уступа, во внешней части борта, до русла Волгоградского водохранилища выделяется прибортовая ступень (Приволжская моноклираль), характеризующаяся прямым соотношением **нижнего и верхнего структурных этажей**, традиционно выделяемых в Волгоградской части авлакогена.

Нижний структурный этаж прибортовой ступени осложнен крупными выступами фундамента, объединяющимися в Приволжский мегавал. Особенности геологического строения **нижнего структурного этажа** в описываемой территории определяются их расположением в зоне сочленения Пачелмского авлакогена и Прикаспийской впадины.

По **верхнему структурному** этажу описываемой территории соответствует Прибортовая моноклиналь, ограниченная с юго-востока бортовым уступом.

По современным построениям Иргинская структура представляет собой брахиантиклинальную складку по бобриковскому горизонту простирание структуры субмеридиальное, по замкнутой изогипсе – 4120м. размеры 5.2 X 2.1км., амплитуда 13м., а по верхнедевонским отложениям в контуре изогипсы – 4320м. имеет размеры 3.8 X 1.3км., амплитуда 20м

В пределах описываемой территории характерной особенностью разреза является резкая литолого-фациальная изменчивость стратиграфических подразделений палеозойских горизонтов, что обусловлено положением рассматриваемой территории (особенно ее северной части) в зоне перехода мелководного шельфа в глубоководный, в связи с прослеживанием здесь тектонических элементов разного знака – от Каменско-Золотовского выступа и Приволжского мегавала до глубоководной бортовой зоны Прикаспийской впадины.

По схеме нефтегазогеологического районирования Иргинское месторождение относится к Нижневолжской нефтегазоносной области Волго-Уральской нефтегазоносной провинции.

Рассматриваемая площадь относится к территории, характеризующейся широким диапазоном промышленной нефтегазоносности – от средне-верхнедевонских до сакмарско-иргинских отложений нижней перми.

В структурном плане залежь приурочена к брахиантиклинальной складке, вытянутой в субмеридиональном направлении. Залежь пластовая, сводовая, глубина залегания 4150 м (по абсолютной отметке - 4109м. Общая толщина пласта в скв.1 Иргинского месторождения составляет 6.0м. Нефтенасыщенная толщина в скважине 1 Иргинской составляет 1.5 м, средневзвешенная нефтенасыщенная толщина по площади – 1.5 м., коэффициент песчаности равен 0.25, коэффициент расчлененности 1 . Площадь нефтеносности 9500 тыс.м².

Коллектор бобриковского горизонта представлен глинистыми

песчаниками и алевролитами, с пористостью по данным ГИС 0,137ед.(13,7%), нефтенасыщенность принята 0,87ед.(87%).

Тип коллектора – порово-трещиноватый.

Покрышкой являются сильно заглинизированные и плотные породы тульского горизонта мощностью более 30м.

В эксплуатационной колонне опробован интервал 4151 - 4154 (минус 4110,2 – 4113,2) м. Получен фонтанный приток нефти дебитом 72,4 м³/сут на 5 мм штуцере

На государственном балансе на 01.01.2011 числятся запасы нефти категории С₁ в количестве 75 тыс.т геологические и 31 тыс.т извлекаемые при коэффициенте нефтеизвлечения 0,41; категории С₂ соответственно 907 и 372 тыс.т. Всего по месторождению начальные запасы нефти составляют 982 тыс.т геологические и 403 тыс.т извлекаемые. Нефть бобриковского горизонта легкая, маловязкая, малосернистая, со средним газосодержанием.

Объектом доразведки является залежь пласта С₁bb, выявленная в процессе бурения скважин на Иргинском месторождении.

По результатам работ ВСП и НВП, проведенных в 2011 г., установлено, что свод структуры расположен севернее, чем предполагалось ранее, в связи с чем, первая поисковая скважина оказалась в краевой части, остальная же часть структуры бурением не подтверждена. В контуре нефтеносности находится только одна поисковая скважина №1, остальная же часть залежи бурением не подтверждена. Поэтому месторождение является недоизученным, и необходимо продолжить разведочное бурение в северной части месторождения.

Для уточнения геологической модели в северной части залежи пласт С₁bb, получения дополнительной информации по подсчетным параметрам оценки добывных возможностей месторождения и приращения запасов промышленных категорий необходимо проведение мероприятий по его доразведке.

Для уточнения структурных построений, строения залежи и пересчета запасов рекомендуется: проведение сейсморазведочных работ МОГТ-3D и бурение двух разведочных скважин, одной независимой и одной зависимой.

В первую очередь рекомендуется провести сейсморазведочные работы

МОГТ-3D, причем рекомендуется заложение перпендикулярных профилей (I-I и II-II) проходящих через сводовую и присводовую части структуры, причем профили (I-I_{1,2,3}) рекомендуется отработать вдоль длинной оси структуры, а профили (II-II_{1,2,3,4}) рекомендуется провести вдоль широкой оси структуры. Новые данные сейсморазведочных работ МОГТ-3D позволят выполнить более детальные и точные структурные построения, а также, более точно определить места для заложения разведочных скважин. Всего рекомендуется отработать около 14,5 п.км профилей которые позволят перекрыть площадь в 49,5 км².

Перед разведочным бурением стоят следующие задачи [1,2]:

- вскрыть продуктивный пласт C_{1bb};
- получить промышленный приток флюида;
- оценить коллекторские свойства пласта (пористость, проницаемость);
- получить физико-химические характеристики флюида;
- уточнить геометризацию залежи и положения ВНК, ГНК;
- уточнить запасы и перевести их из категории C₂ в C₁;
- уточнить достоверность геолого-промысловых, фильтрационных и подсчетных параметров по скважинам и объекту подсчета запасов для целей составления проекта разработки.

Независимая разведочная скважина №2 с проектной глубиной 4320м с забоем в данковско-лебедянских отложениях рекомендуется к заложению в 500м на северо-запад от скважины №1 в своде структуры на пересечении профилей (I-I и II-II) с задачей вскрытия залежи в бобриковском.

Зависимая разведочная скважина №3 с проектной глубиной 4320 м с забоем в данковско-лебедянских отложениях, закладывается в 550м на юго-запад от скважины №1 на профиле (I-I), с задачей доразведки залежи углеводородов в отложениях бобриковского возраста.

В процессе бурения разведочных скважин предусматривается выполнение комплекса геологических, промыслово-геофизических, гидродинамических и гидрогеологических исследований, которые должны решать следующие основные задачи:

- геологический контроль за проводкой скважин;
- изучение литологического состава пород, определение возраста отложений, стратификация разреза скважин и его корреляция с ближайшими, ранее пробуренными;
- выявление закономерностей пространственного изменения разреза и условий залегания пород на разных стратиграфических уровнях;
- изучение физических параметров литологических разностей разреза, установление прямых и косвенных признаков нефтегазоносности;
- изучение гидрогеологической характеристики разреза;
- выделение пластов-коллекторов и изучение их распространения в разрезе, оценка характера их насыщения, определение коллекторских свойств с целью выбора интервалов испытания в процессе бурения;
- уточнение модели геологического строения структуры/залежи с учетом полученной новой геологической. Геофизические исследования скважин выполняются в масштабе 1:500 по всему стволу скважины и в масштабе 1:200 в перспективных интервалах.

В масштабе 1:500 по всему стволу скважины в интервале 0-4320 м

Для изучения строения литологии коллекторов выполняются:

- стандартный каротаж (2КС+ПС);
- боковой каротаж (БК);
- гамма-каротаж+нейтронный гамма-каротаж РК (ГК+НГК);
- акустический каротаж (АК);
- гамма-гамма каротаж (ГГК) плотностной гл. 620 м;
- нейтронный каротаж (НК).

Для оценки геометрии ствола и положения скважины в пространстве:

- профилеметрия (измерение диаметра скважины);
- инклинометрия (ИС) с точками замера через 20м;
- резистивиметрия (Рез)-для определения удельного электрического сопротивления жидкости, заполняющей скважину;
- термометрия (Терм) - для изучения естественных и искусственных тепловых полей в скважине в установившихся и неустойчивых режимах.

Для проверки технической колонны на износ для выяснения её остаточной прочности – ДСИ.

В масштабе 1:200 в перспективных интервалах: 4150-4177 м, 4186- 4306 м.

Для выделения коллекторов, определения их типа и оценки параметров (коэффициентов пористости, глинистости, нефтегазонасыщенности):

- стандартный каротаж (2КС+ПС);
- боковое каротажное зондирование (БКЗ);
- боковой каротаж (БК);
- индукционный каротаж (ИК);
- микрокаротаж+микрокавернометрия (МК+МДС);
- боковой микрокаротаж (МБК);
- профилеметрия (ДС);
- акустический каротаж (АК);
- волновой акустический каротаж (ВАК);
- гамма-гамма каротаж (ГГК-П) плотностной;
- нейтронный каротаж (НК);
- импульсный нейтрон-нейтронный каротаж (ИННК).

Техническое состояние скважины:

-акустический цементомер и ФКД в масштабе 1:500 для изучения качества цементирования колонн. АКЦ проводится через 72 часа после цементации колонны. В эксплуатационной колонне АКЦ+ФКД проводится дважды: до и после опрессовки колонны;

-термометрия (ОЦК) – отбивка цементного кольца электротермометром для определения высоты подъёма цемента. ОЦК проводится не ранее 16-24 часа после цементации; в кондукторе ОЦК проводится при не выходе цемента на поверхность;

-измерение диаметра скважины (ДС) перед спуском колонн проводится дополнительно для подсчёта объёма цементного раствора при цементации обсадных колонн;

-локация муфт (ЛМ) для определения местоположения муфт

эксплуатационной колонны перед перфорацией;

-ВСП+НВП выполняется по всему стволу скважины после окончания бурения; ВСП+НВП проводится для изучения скоростной характеристики разреза, изучения волнового поля отражённых волн и его привязки к опорным горизонтам.

Заключение

В данной работе проведен анализ поискового, разведочного, эксплуатационного бурения, промысловых геофизических работ, данные о гидродинамических и лабораторных исследованиях. Дана геолого-физическая характеристика Иргинского месторождения.

Отложения нижнего карбона являются одним из основных нефтегазоносных резервуаров. Основной продуктивный горизонт в разрезе Иргинского месторождения приурочен к пласту C_{1bb} , в котором выделен один подсчетный объект.

По результатам работ ВСП и НВП, проведенных в 2011 г., установлено, что свод Иргинской структуры расположен севернее, чем предполагалось ранее, в связи с этим пробуренная поисковая скважина оказалась в краевой части структуры, остальная же часть структуры бурением не подтверждена. В контуре нефтеносности находится только одна поисковая скважина №1. Таким образом выявленная залежь углеводородов на большей по площади части месторождения бурением не подтверждена и запасы в основном оценены по категории C_2 , что является основанием для доразведки Иргинского месторождения. В связи с этим целью дипломной работы является доказать обоснованность доразведки Иргинского месторождения и для уточнения структурных построений, строения залежи и пересчета запасов рекомендуется: проведение сейсморазведочных работ МОГТ-3D, так как данный вид работ является наименее затратным и бурение двух разведочных скважин, одной независимой и одной зависимой которые позволят более полно изучить Иргинское месторождение и, возможно, переоценить запасы углеводородов.

На месторождении подсчитаны запасы по продуктивному пласту C_{1bb} запасы нефти категории C_1 в количестве 75 тыс.т геологические и 31 тыс.т извлекаемые при коэффициенте нефтеизвлечения 0,41; категории C_2 соответственно 907 и 372 тыс.т. Всего по месторождению начальные запасы нефти составляют 982 тыс.т геологические и 403 тыс.т извлекаемые.

Для решения задач, по доразведке рекомендуется заложение разведочных скважин №№2 и 3 с проектными глубинами 4320 м и проектным забоем в

данково-лебедянских отложениях для уточнение строения залежи пласта C_1bb , положения ВНК и контура нефтеносности, подтверждение промышленной нефтеносности северо-западной и южно-западной частях структур, получение дополнительной информации о подсчетных параметрах. Предложен комплекс геолого-геофизических методов сопровождения бурения: отбор керна, шлама, ГИС, ГТИ и др.

По результатам разведочного бурения, в случае получения промышленных притоков в южной части залежи пласта C_1bb , будет произведена оценка запасов промышленных категорий, определен тип выявленной залежи, ее промышленная значимость, а также определено направление дальнейших работ на месторождении.

Список используемой литературы

1. Паспорт на Иргинскую структуру, НПЦ АО «Лукойл-Нижеволжскнефть», 1995, 20 с.
2. Подсчет запасов Иргинского месторождения, «ВолгоградНИПИнефть», 1994, 154 с.
3. Геофизические методы поисков и разведки. — Л.: Недра, 1982, - 304 с.