

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 РАДУЖНОГО
МЕСТОРОЖДЕНИЯ**

Автореферат дипломной работы

студента 6 курса группы 611
130304 специальности геология нефти и газа
геологического факультета
Зубакина Ивана Юрьевича

Научный руководитель
кандидат геол.- мин. наук, доцент

А.Т.Колотухин

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

А.Д.Коробов

Саратов, 2016

ВВЕДЕНИЕ

Объектом исследования в дипломной работе является одно из небольших месторождений юго-западной части Прикаспийской нефтегазоносной провинции, открытое в 1963г.

Несмотря на длительное изучение Радужного месторождения и значительное количество пробуренных разведочных скважин, значительная по площади восточная часть, где по последним материалам сейсморазведки намечаются небольшие купола, бурением не изучена и может быть объектом для постановки дополнительного разведочного бурения.

В связи с этим, целью работы является обоснование мероприятий по доразведке месторождения.

Задачами при выполнении дипломной работы являются:

Сбор и анализ геолого-геофизического материала по геологическому строению и нефтеносностью Радужного месторождения.

Обоснование количества и местоположения разведочных скважин и комплекса геолого-геофизических исследований в них.

Материалы, используемые в работе: результаты сейсмологических работ, бурение и испытание скважин, материалы лабораторных исследований керна, шлама и флюидов, опубликованные и фондовые источники.

Объем работы. Дипломная работа состоит из введения, 5 глав, заключения и содержит 41 страницы текста, 2 таблицы, 1 рисунок, 10 графических приложений. Список использованных источников включает 11 наименований.

СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

Основанием для постановки глубокого поисково-разведочного бурения на Радужном месторождении послужили результаты сейсморазведочных работ, проводившиеся на изучаемой территории в 1959 - 1961 г.г. Дуринской (4/59-60) и Тинакской (5/60-61) сейсмопартиями. По полученным данным было подготовлено к глубокому поисково-разведочному бурению Радужное поднятие.

Уточнение глубинного строения изучаемой территории сейсморазведкой МОВ ОГТ возобновилось в начале в 1990 годов. Партиями 1/91, 5/91, 1/92, 5/92 Астраханской геофизической экспедицией (АГЭ) сейсморазведкой МОВ-ОГТ было изучено геологическое строение Радужной и прилегающих площадей по меловым и юрским отложениям. Впервые были построены структурные карты по кровле продуктивной пачки в подошве среднеюрских отложений. Работами сейсмопартий 3/94, 3/95 АГЭ был изучен структурный план восточнее Радужной площади.

Дальнейшие работы по изучению батского яруса требовали переобработки и переинтерпретации материалов современными обрабатываемыми средствами. По результатам работ были выделены нефтеперспективные объекты на Северо- Радужном участке и подтвержден объект на Южно- Радужном участке.

С целью исследования вышеназванных объектов в 2003, 2004 г.г. были выполнены полевые сейсмические работы по методике высокого разрешения с использованием телеметрической системы и обработан материал по специально разработанной в АГЭ методике.

В 2006 году с целью детального изучения геологического строения лицензионного участка (Радужный участок) были возобновлены сейсморазведочные работы МОГТ-2Д. Сейсмопартией № 3/2006 АГЭ отработано 50 пог. км сейсмопрофилей.

В результате обработки и интерпретации, вновь полученных данных и переинтерпретации материалов предыдущих лет была подтверждена сейсмогеологическая модель Радужного месторождения, предложенная в 2004 году [1].

Большая часть запасов по категории C_2 сосредоточено в восточной части месторождения, которая бурением не охвачена.

В районе Радужного месторождения максимальная глубина вскрытия осадочного комплекса пород 2604 м (скважина 17). Кристаллический фундамент в пределах месторождения не вскрыт. В геологическом строении района принимают участие отложения палеозойской, мезозойской и кайнозойских эратем, как это показано на приложении А.

Весь разрез сложен терригенно-карбонатными породами, с преобладанием известняков и глинистых отложений, за исключением Кунгурского яруса Приуральского отдела, который сложен солями, ангидритами, доломитами, глинами, песчаниками

На основании анализа литолого-стратиграфической характеристики разреза можно сделать вывод о том, что разрез мезозойских отложений сложен в основном терригенными породами, карбонатные породы присутствуют в основном в верхнемеловом отделе. В разрезе развиты породы образующие пласты коллекторы и глинистые разности, служащие флюидоупорами.

В тектоническом отношении Радужное месторождение приурочено к зоне сочленения юго-западной части Прикаспийской впадины и Скифской эпигерцинской платформы на юго-востоке Каракульско-Смушковской зоны поднятий. Радужная антиклинальная складка находится на Джакуевом валу осложняющему юго-восточную часть Каракульско-Смушковской зоны

поднятий, которая сформировалась на месте Каракульского прогиба, разделяющего кряж Карпинского (элемент Скифской плиты, где на поверхность местами выходит складчатый палеозой) и Восточно-Европейскую платформу (Прикаспийская впадина). Прогиб был заполнен мощными карбонатно-терригенными отложениями верхнего карбона-нижний перми, как это показано на приложении Б.

Месторождение приурочено к сводовой части поднятия, выявленного в мезозойском комплексе пород. Поднятие представляет собой брахиантиклиналь близширотного простирания. Размеры поднятия 10,5 x 5 км. Структурные планы разновозрастных мезозойских отложений в основном совпадают, наблюдается лишь выполаживание структуры снизу вверх.

По сейсмическим данным принципиально новым и более сложным оказалось строение площади за счет появления дизъюнктивных нарушений в западной и северной части Радужной антиклинальной складки и ее структурного продолжения вдоль протяженного широтного сброса, экранирующего залежи в их северных частях. Амплитуда разрывных нарушений по сейсмическим данным до 10 м. Сброс, контролирующий с севера залежи месторождения, имеет амплитуду до 5 м. Экранирование залежей обеспечивается за счет глинизации юрской части разреза в опущенном блоке.

По новым сейсмическим данным ловушка имеет продолжение в восточном направлении, где по структурным построениям намечаются два небольших купола по продуктивным пластам байосского яруса и один по батскому ярусу, как это показано на приложениях В, Д и К.

По I продуктивному пласту наиболее высокое положение на структуре в пределах контура нефтеносности занимает скважина 21 (абс. отметка минус 1383,5 м), наиболее низкое положение на структуре имеет скважина 31 (абс. отметка минус 1391,9 м). В контуре изогипсы-1400 по современным

построениям, структура имеет размеры 6,2 x 1-2 км и амплитуду около 28м, как это следует из приложения Д.

Наивысшее положение на структуре по II продуктивному пласту байосского яруса занимают скважины 21, 27. В пределах контура нефтеносности II продуктивного пласта кровля его залегает на абс. отметках от минус 1397 м до минус 1400,8 м. В контуре изогипсы -1412 структура имеет размеры 6,2 x 1,9-0,7 км и амплитуду более 20м.

По кровле коллекторов батского яруса структура в контуре изогипсы минус 1322м структура имеет размеры 2,3x1,9км и амплитуду 8м.

Таким образом, по продуктивным пластам байосского и батского ярусов выделяется сужающаяся на восток антиклинальная складка вдоль тектонического нарушения субширотного простирания.

Радужное нефтяное месторождение расположено в зоне сочленения двух разновозрастных платформ: древней Восточно-Европейской (Русской) и молодой Скифской (эпигерцинской) в южной части Джакуевского вала (структура 2 порядка). В нефтегазоносном отношении относится к Прикаспийской нефтегазоносной провинции. [2.3]

Нефтеносность разреза осадочного чехла рассматриваемой территории установлена в узком стратиграфическом диапазоне, в среднеюрских отложениях батского и байосского ярусов.

Изучение нефтегазоносности разреза проводилось, в основном, опробованием рекомендуемых объектов в эксплуатационной колонне в 25 скважинах. По результатам испытания параметрической, разведочных и эксплуатационных скважин изучена нефтеносность вскрытого разреза от верхнего мела до пермских отложений.

Нефтяные залежи батского и байосского ярусов приурочены к своду в западной части брахиантиклинальной складки и являются по типу залежей пластовыми сводовыми, тектонически экранированным, ловушка структурного типа, тектонически ограниченная в северной части.

Для залежи батского яруса ВНК принят по ГИС с учетом результатов опробования. Для двух куполов основной залежи ВНК установлен по ГИС в одиннадцати скважинах и средняя абс. отметка начального ВНК по этим данным составляет минус 1320,5 м, для залежи в районе скважин 2 и 32–ВНК отбит по данным ГИС на абс. отметке минус 1324 м., как это показано на приложении В и Л.

Залежь батского яруса является неполнопластовой с горизонтальным ВНК. В северной части осложнена субширотным сбросом.

Подшова нефтенасыщенного I пласта байосского яруса в скважинах 1 и 24 отбита по ГИС на абс. отметке минус 1394 м. Наиболее низкая отметка получения безводной нефти с абс. отметки минус 1392,4 м – подошва пласта в скважине 2, наивысшая отметка кровли водонасыщенного пласта по ГИС в скважине 16 отбита на абс. отметки минус 1396 м. Средняя величина между этими двумя отметками составляет 1394,2 м. Таким образом, водонефтяной контакт по I пласту байосского яруса принят, как и прежде, на абс. отметке минус 1394 м.

Второй пласт байосского яруса опробован как в процессе бурения ИПТ, так и в эксплуатационной колонне в скважинах 1, 2, 6, 11, 14, 16, 18, 21-30, 31, 32, причем, в скважинах 1 (перфорация 11.62), 16 (ИПТ 02.79), 18 (ИПТ -11.78), 21(ИПТ 05.79) пласты I и II испытаны совместно. Промышленная нефтеносность II пласта установлена в 1978 году при опробовании в эксплуатационной колонне из интервала 1388-1390 (-1398,8-1400,8) м в скважине 2 получен приток нефти дебитом 85 м³/сутки на 8 мм штуцере. В скважине 2 по данным ГИС II пласт характеризуется как нефтенасыщенный в интервале 1386,9-1390 (-1397,7-1400,8) м.

При совместном опробовании I и II пластов в колонне из интервала 1381-1389 (-1393,9-1401,8) м в скважине 1 получен приток пластовой воды дебитом 16,5 м³/сутки, по данным ГИС II пласт водонасыщен в интервале 1388,1-1402,9 (-1401,0-1404,9) м; в скважине 16 при испытании ИПТ в процессе бурения из интервала 1381,5-1398,0 (-1395,8-1412,3) м получен приток воды, дебитом 520 м³/сутки, по ГИС II пласт характеризуется как водонасыщенный в интервале 1389,0-1394,2 (-1403,3 -1408,5) м. В скважинах 18 и 21 при совместном испытании I и II пластов ИПТ в процессе бурения получены притоки нефти, дебитами соответственно 440 и 390 м³/сутки.

По оперативной оценке на 01.01.98 граница ВНК была определена на абс. отметке минус 1402 м, при этом в обосновании отметки ВНК не учтены результаты совместного опробования скважины 1 и данные ГИС. В скважине 1 кровля водонасыщенного пласта II байосского яруса по данным интерпретации ГИС соответствует абс. отметке минус 1401,0 м. По данным ГИС в скважине 24 водонефтяной контакт отбит по ГИС на абс. отметке минус 1401,0 м, в скважине 31 при опробовании в процессе бурения из интервала 1387-1390 (-1399,2-1402,2) м получена пластовая вода, по ГИС пласт отбит в интервале 1387,8-1392 (-1400,0-1404,2) м.

Таким образом, наиболее низкая отметка получения безводной нефти фиксируется на абс. отметке минус 1400,8 м (скважина 2), а наивысшая отметка кровли водонасыщенного пласта - на абс. отметке минус 1400,9 м (скважина 1). Для залежи II пласта уровень ВНК принят на абс. отметке минус 1400,8 м (нижние дыры перфорации и подошва проницаемого пласта в скважине 2).

Категория запасов. В соответствии с изученностью залежей опробыванием и разработкой запасы нефти по степени изученности и обоснованности подсчетных параметров относятся к категориям В, С₁ и С₂. Граница запасов категории В приняты для каждой залежи с учетом результатов разработки, либо в пределах ранее утвержденных контуров, либо

ограничены крайними скважинами, пробуренными по технологической схеме. Приращиваемые по результатам сейсморазведочных работ участки, на расстоянии двух радиусов дренажа (600 м) от границы запасов категории В отнесены к категории С₁, остальная неразведанная территория залежей, примыкающая к площади с запасами категории С₁, отнесена к категории С₂, как показано на приложении В, Д, К.

По состоянию на 01.01.2009г на государственном балансе числятся начальные геологические/извлекаемые запасы нефти:

✓ Батский ярус В-555/200 тыс.т; С₁ - 338 / 122 тыс.т; С₂ - 145 / 52 тыс.т;

✓ Байоский первый пласт В-470/113 тыс.т; С₁ - 342 / 82 тыс.т; С₂ - 895 / 216 тыс.т;

Байоский второй пласт В-1381/835 тыс.т; С₁ - 256 / 155 тыс.т; С₂ - 948 / 574 тыс.т; [4].

На основании выше изложенного можно сделать вывод о необходимости продолжения разведочного бурения на Радужном месторождении.

Цель разведочных работ - подтверждение промышленной нефтеносности отложений батского и байосского ярусов в восточной части месторождения, где по результатам сейсморазведки картируются куполовидные поднятия, осложненные на севере и востоке тектоническими нарушениями.

Основными задачами проведения разведочных работ являются:

- подтверждение структурных построений по пластам байосского и батского ярусов;

- получение притоков нефти из продуктивных пластов;

- изучение физико-химических свойств пластовых флюидов в пластовых и поверхностных условиях;

- изучение фильтрационно-емкостных характеристик пород-коллекторов;

- определение эффективных толщин, значений пористости, нефтегазонасыщенности;
- установление коэффициентов продуктивности скважин и добывных возможностей;
- перевод запасов из категории С2 в С1.

Для решения поставленных задач рекомендуется заложение разведочной скважины №1R (Радужной) в своде структуры, к востоку в 2,75км от скважины №23, глубиной 1450м с проектным горизонтом – кунгурский ярус. Местоположение рекомендуемой скважины приведено на схематическом профильном разрезе (приложение М) и на приложениях В, Г, Д, Ж, И, К. Цель бурения скважины вскрыть и опробовать батский и байосский горизонты, получить дополнительную информацию по подсчетным параметрам. В случае получения промышленных притоков пересчитать запасы по категории С1 в радиусе дренирования скважины и продолжить разведочное бурение, заложив зависимую скважину в сводовой части второго куполовидного поднятия, выделяемого по кровле пласта I байосского яруса. Проектная глубина 1450м, проектный горизонт – кунгурский ярус. Цель бурения: вскрытие и опробование пластов I и II байосского яруса, получение дополнительной информации по подсчетным параметрам. В случае получения промышленных притоков пересчет запасов по категории С1.

В скважинах рекомендуется проведение полного комплекса геолого-геофизических исследований, который включает в себя: отбор керна и шлама, геолого-технологические исследования, промыслово-геофизические исследования (ГИС) по всему стволу скважины, опробование, испытание и гидродинамические исследования.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Объект исследования - Радужное месторождение по величине извлекаемых запасов относится к категории мелких; имеет сложное геологическое строение (наличие разрывных нарушений, неоднородность коллекторских свойств по площади и разрезу) и восточная часть месторождения бурением и опробованием не изучена.

В результате проведенного анализа накопленного геологического материала (новых сейсмических данных, переинтерпретации имеющегося материала, детальной корреляции данных ГИС) изменилось представление о строении Радужного месторождения. Выявленные залежи нефти оценены по категориям В, С₁ и С₂ в отложениях батского и байосских ярусов.

Начальные геологические/извлекаемые запасы нефти в целом по месторождению составляют по категории С₂ – 1988/842 тыс. т. [4], [6]., что составляет около 30% от общих запасов, и все они расположены в восточной части месторождения.

Для решения поставленных задач предусматривается бурение двух разведочных скважин с проведением комплекса ГИС, отбора керна, шлама, опробования в открытом и испытания в обсаженном стволе скважины.

Список использованных источников

1. Отчет о результатах сейсморазведочных работ 2ДМОВ ОГТ – 50 в пределах Наримановского лицензионного участка в 2006 году (Радужный участок). - Астрахань, 2006. – 147 с.

2. Каламкаров Л.В. Нефтегазоносные провинции и области России и сопредельных стран. Издательство "Нефть и газ" РГУ нефти и газа им. Губкина, 2005

3. [Колотухин А.Т.](#) и др. Нефтегазоносные провинции России и сопредельных стран. Издательство: г. Саратов: ИЦ "Наука" 2013г

4. Отчетный баланс нефти газа ОАО «ЛУКОЙЛ-Астраханьнефть» за 2000 год (на 01.01.01) Астрахань, 1999.

5. Куклинский А.Я., Яхина М.Ф., Делия С.В., Штунь М.А. Характеристика нефтей Радужного месторождения. Сб. науч. труд. «ЛУКОЙЛ-ВолгоградНИПИморнефть» - Волгоград, 2001. с. 106-114.

6. Жданов М.А., Лисунов В.Ф., Гришин Ф.А. Методика и практика подсчета запасов и ресурсов нефти и газа. М., Недра, 1967.

7. Соколов В.Л. Геология и разведка нефтяных и газовых месторождений. М., Недра, 1974.

8. Чоловский И.П. Спутник нефтегазопромыслового геолога. М., Недра 1989. -376с.

9. Временные методические рекомендации по проектированию и проведению геофизических исследований скважин поискового и разведочного бурения на нефть и газ. Москва, 1995.

10. Калининкова М.В., Головин Ю.А., Головин К.Б., Учебное пособие по геофизическим исследованиям скважин. Саратов, 2005.

11. Мартынов В.Г., Лазуткина Н.Е. Геофизические исследования скважин. М., Инфра-Инженерия, 2009.

