

МИНОБРНАУКИ РОССИИ
Федеральное государственное бюджетное образование учреждения
высшего образования
«САРАТОВСКИЙ НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
ИМЕНИ Н.Г.ЧЕРНЫШЕВСКОГО»

Кафедра геологии и геохимии
горючих ископаемых

**Обоснование доразведки залежи нижнефранского подъяруса
на Инзырейском месторождении
(Архангельская область)
АВТОРЕФЕРАТ ДИПЛОМНОЙ РАБОТЫ**

студента 6 курса 611 группы
специальности: 21.05.02 - прикладная геология
заочного отделения
геологического факультета
Иванова Владимира Олеговича

Научный руководитель
кандидат геол.- мин. наук, доцент

А.Т. Колотухин

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

А.Д. Коробов

Саратов 2019

Введение

В последние годы нефтегазовая промышленность России оказалась в ситуации, когда темпы прироста разведанных запасов углеводородов стали отставать от темпа их добычи. Открытие новых крупных месторождений в хорошо изученных районах в Тимано-Печорской провинции вряд ли возможно. Поэтому в настоящее время в этих районах основной упор делается на доразведку уже открытых месторождений с недоразведанными запасами. В связи с этим объектом изучения является Инзырейское месторождение. Оно обладает сложным строением, слабо изученно и перспективно для увеличения запасов нефти промышленных категорий.

Целью дипломной работы является анализ результатов проведенных геолого-разведочных работ, анализ степени изученности выявленных залежей, а так же обоснование необходимости доразведки основной залежи в нижнефранском подъярусе.

В основу дипломной работы положены материалы собранные в период прохождения промыслово-разведочной практики (результаты сейсморазведки, материалы бурения и испытания скважин, результаты лабораторных исследований керна, шлама и флюидов).

Для достижения поставленной цели были решены следующие задачи:

- сбор геолого-геофизической информации,
- изучение накопленного геолого-геофизического материала, характеризующего геологическое строение и нефтегазоносность Инзырейского месторождения;
- выделение участков с запасами C_1 и C_2 ;
- разработка практических рекомендаций, которые позволят прирастить запасы промышленных категорий.

Дипломная работа состоит из 4 глав, введения, заключения и содержит 45 страниц текста, 3 рисунка, 3 таблицы, 5 графических приложений. Список использованных источников включает 15 наименований.

Основное содержание работы

На территории месторождения и прилегающих к нему площадях, начиная с 1928 г., проведен широкий спектр геолого-разведочных работ с нефтепоисковыми целями: геологические, аэромагнитные, гравиметрические, электроразведочные и сейсмические съемки, параметрическое и поисково-разведочное бурение.

В период с 1977 по 1996 гг. на территории изучаемого района и близко расположенных площадях неоднократно проводились сейсморазведочные исследования и тематические работы по обобщению материалов сейсморазведки, в результате которых выявлена, подтверждена и подготовлена к бурению Инзырейская структура.

Первооткрывательницей месторождения является поисковая скважина 27, расположенная на юге Инзырейской структуры в пределах лицензионного участка ОАО «Печоранефть», где в 1986 г. получен приток нефти дебитом 16,1 м³/сут на 4 мм штуцере из рифогенных отложений сирачойского горизонта верхнего девона.

Всего на месторождении пробурено 12 разведочных скважин - 27, 30, 31, 140, 146, 203, 204, 205, 206, 208, 251, 253, в том числе в пределах контуров нефтеносности продуктивных пластов D₃sgc, D₂ 6 скважин - 27, 203, 204, 205, 206 и 253. На всей площади основной залежи пласта D₃f₁ из пробуренных 7 в контуре нефтеносности разведочных скважин 203, 204, 205, 206, 208, 251 и 253 в открытом стволе (КИИ-146) опробованы только три скважины 204, 206 и 251, а в эксплуатационной колонне вообще одна скважина - 205.

В настоящее время все разведочные скважины, кроме 206, ликвидированы по техническим причинам. Скважина 254 находилась на начальной стадии строительства, соответственно геолого-геофизическая информация по этой скважине отсутствует. Анализ проведенных геолого-геофизических работ показал, что Инзырейское месторождение изучено недостаточно, особенно глубоким бурением.

В геологическом строении месторождения принимают участие отложения девонской, каменноугольной, пермской, триасовой, юрской, меловой и четвертичных систем.

В разрезе Инзырейского месторождения преобладают терригенные песчано-глинистые отложения в нижней и верхней части разреза. Лишь в средней части разреза развиты известняки, с прослоями доломитов и мергелей.

В осадочном чехле прослеживаются перерывы в осадконакоплении, выпадают из разреза некоторые стратиграфические подразделения (верхне-меловой отдел, палеогеновая и неогеновая системы). По условиям образования осадки морские и прибрежно-морские, в девонское время были благоприятные условия для формирования коллекторов (песчаников, известняков) и флюидоупоров (аргиллитов, глин, плотных известняков) в среднем и верхнем девоне.

В тектоническом отношении Инзырейское месторождение приурочено к Харьягинскому валообразному поднятию (валу), расположенному в центральной части Колвинского мегавала Тимано-Печорской плиты [1].

В геологическом строении севера Тимано-Печорской плиты выделены 2 структурных этажа: нижний (доплитный, складчатый фундамент) в объеме рефей-венда и верхний (осадочный чехол) в объеме фанерозоя. Предполагается, что между ордовикскими отложениями и поверхностью фундамента залегает вендско- кембрийская вулканогенно-осадочная толща. Сведения о ее строении на сегодня практически отсутствуют [1].

Нижний этаж представлен комплексом рифей-вендских образований - магматическими, метаморфическими породами, формирование которых происходило в эпоху байкальской складчатости.

По поверхности фундамента восточнее Колвинского мегавала выделяется Большеземельский блок, западный склон которого пересекает Колвинский инверсионный мегавал [2].

Разрез осадочного чехла региональными стратиграфическими и угловыми несогласиями разделяется на три крупных структурных подэтажа [3].

Нижний подэтаж включает ниже палеозойские отложения до среднего девона включительно. В нижней своей части он наследует структуру фундамента.

Средний подэтаж включает отложения от верхнего девона до перми-триаса. Он отделяется нижнефранскими и нижнеюрскими перерывами.

Верхний подэтаж включает юрскую, меловую системы и кайнозойскую эратему. Он слабо дислоцирован и образует наложенные пологие депрессии.

Наиболее изученным является средний подэтаж, в пределах которого выделяют крупные надпорядковые единицы, во многом определившие историю развития всего региона - Тиманскую антеклизу и Печорскую синеклизу.

Для Инзырейской структуры структурные построения были выполнены по четырем отражающим горизонтам, характеризующим строение верхне-, среднедевонских отложений. Стратиграфическая приуроченность отражений осуществлялась с использованием данных бурения, ГИС и ССК скважин на участке исследования:

- по кровле коллектора среднего девона (D_2) Инзырейская структура представляет собой куполовидное поднятие, в северной части с вытянутым структурным носом. По замкнутой изогипсе минус 3890м имеет размеры 1,5х1,15км и амплитуду 40м. На юге, западе и востоке оно ограничено тектоническими нарушениями. Южная часть структуры имеет сложное блоковое строение, разбита многочисленными тектоническими нарушениями.

- по кровле коллектора нижнефранского подъяруса (D_3f_1) Инзырейская структура представляет собой вытянутую с юга на север структуру ограниченную с запада, востока и северо-востока тектоническими нарушениями. Основная часть структуры представляет собой брахиантиклиналь, которая в контуре изогипсы минус 4175м имеет размеры 9х2,5км и амплитуду 375м. На северо-востоке выделяется брахиантиклиналь, по изогипсе минус 4150м ее размеры 5,5х1,13км.

- по кровле коллектора сирочайского горизонта верхнего девона (D_3f_2), структура имеет форму вытянутой брахиантиклинали северо-восточного

направления и выделяется на месте южной наиболее приподнятой части структуры по кровле коллектора в нижнефранском подъярусе. Размеры по замкнутой изогипсе минус 3400 м 4,75х3,3 км с амплитудой 200 м.

Таким образом на Инзырейском месторождении выделены антиклинальные ловушки осложненные тектоническими нарушениями в средне-верхнедевонских терригенных отложениях и рифогенная в сирочайском горизонте франского яруса.

По схеме нефтегазогеологического районирования Инзырейское месторождение находится в Хорьягино-Усинском нефтегазоносном районе (НГР) Колвинской нефтегазоносной области (НГО), которая входит в состав Тимано-Печорской нефтегазносной провинции (НГП) [4].

В разрезе палеозойских и мезозойских отложений Колвинской нефтегазоносной области выделяют следующие нефтегазоносные комплексы (НТК): среднедевонско-нижнефранский, верхнедевонский, нижнекаменноугольный, верхневизейско-нижнепермский, кунгурско-верхнепермский, триасовый [1, 5].

В разрезе Инзырейского месторождения выявлены залежи нефти: «D_{3sr}» в карбонатах сирочайского возраста верхнего девона - южный блок, «D₂» в песчаниках среднего девона - южный блок и «D_{3f₁}» в песчаниках хыльчующей свиты джьерского горизонта нижнефранского подъяруса [5]. Основной залежью нефти является залежь в пласте «D_{3f₁}». Залежь приурочена к песчаникам по типу пластовая сводовая, тектонически экранированная. Размеры залежи составляют 35х4,5-13,5 км [45]. На залежь пробурено восемь поисковых и разведочных скважин (201, 203, 204, 205, 206, 208, 251, 253), в контуре нефтеносности находится семь скважин - 203, 204, 205, 206, 208, 251 и 253, залежь опробована в скважинах 204, 205, 206, и 251.

В скважине 203 (абс. отм. минус 4286,6 м) после вскрытия кровельной части продуктивной пачки, получено интенсивное нефтегазопроявление, ликвидировав которое, дальнейшие работы по скважине были признаны технически невозможными.

В скважине 204 при опробовании КИИ-146 (абс.отм. минус 4417,1-4428,1 м) получен приток нефти расчетным дебитом 85 м³/сут.

В скважине 251 при опробовании (абс. отм. минус 3902,9-4057,9 м) получен приток разгазированного раствора расчетным дебитом 12,02 м³ /сут.

В скважинах 253 и 208 по данным ГИС песчаники с хорошими коллекторскими свойствами отбиваются соответственно на абс.отм. минус 3744,4-3800,1м и 4119,2-4169м, по газовому каротажу они нефтенасыщены.

В колонне залежь испытана в скважине 205 (абс.отм. минус 4432,1-4230,1м), получен приток нефти дебитом 0,24 м³/сут (переливом). Незначительность притока объясняется низким качеством вскрытия горизонта в процессе бурения, т.е. проходка в этом интервале велась в режиме жесткой депрессии на пласт (плотность промывочной жидкости 1,95 г/см³) [5].

В скважине 206 залежь опробована КИИ-146, притоки нефти получены из интервалов: абс. отм. -4022,6-4149,6 м - расчетный дебит нефти 124,24 м³/сут; абс. отм. -3991,6-4106,6 м - расчетный дебит нефти 123,3 м³/сут; абс. отм. -4169,6-4218,6 м - расчетный дебит нефти 5,89 м³ /сут; абс. отм. -4058,6-4101,6 м - расчетный дебит нефти 117,2 м³/сут. Коэффициенты продуктивности равны 7,04-11,0 м³/сут/МПа, проницаемость по гидродинамическим исследованиям составляет 44,9*10⁻³ мкм².

Водонефтяной контакт по результатам бурения и испытания не установлен, условно принят на отметке -4275 м.

Нижнефранские продуктивные отложения в пределах Инзырейского месторождения представлены толщей переслаивания аргиллитов, алевролитов, песчаников и мергелей.

Песчаники мелкозернистые, глинистые, коричневато-бурые, зеленоватые, цемент карбонатный, слабопористые, с единичными прослоями слаботрещиноватых пород за счет многочисленных трещин усыхания.

Покрышкой для залежи D₃f₁ служат породы тиманского горизонта. Литологически покрышка представлена преимущественно глинисто-

алевролитовой пачкой. Алевролиты тёмно-серые, массивные, плотные. Глины тёмно-серые, зеленоватые, пелитовые.

Физико-химические свойства нефти пласта «D₃f₁» изучены по результатам анализа 4-х проб, отобранных из скважин 203, 204, 205 и 206.

По составу нефть малосмолистая (содержание смол 1,97% вес.), высокопарафинистая (парафинов - 12,4 % вес.), малосернистая (серы - 0,16 % вес.), содержание асфальтенов - 1,6 % вес. Температура застывания нефти +20°C.

В пластовых условиях среднее значение плотности нефти равно 711,5 кг/м³, вязкость - 1,28 мПа*с. Газосодержание пластовой нефти составляет 140,65 м³/т, давление насыщения нефти газом - 17,7 МПа. Объемный коэффициент принят равным 1,24.

На 01.01.2005г. в целом по Инзырейскому месторождению запасы нефти составляют [6]:

- геологические - категории C₁ - 39062 тыс.т, категории C₂ - 214933 тыс.т, категория C₁+C₂ - 253995 тыс.т.

- извлекаемые – категории C₁ - 14193 тыс.т, категория C₂ - 70484 тыс.т, категория C₁+C₂ - 84677 тыс.т.

Месторождение характеризуется сложной структурой, несовпадением по площади контуров выявленных залежей, многокупольным строением.

Пласт «D₃f₁» является основным объектом на Инзырейском месторождении. Залежь хыльчуюской свиты нижнефранского подъяруса верхнего девона «D₃f₁» исследована очень слабо. На всей площади залежи пласта D₃f₁ из 7 пробуренных в контуре нефтеносности разведочных скважин 203, 204, 205, 206, 208, 251 и 253 в открытом стволе опробованы только три скважины 204, 206 и 251, а в эксплуатационной колонне вообще одна скважина - 205.

Геологические запасы залежи составляют 191,99 млн.т, они располагаются на площади 258,5 км². Из числящихся на балансе геологических к категории C₂ отнесено 90% запасов нефти [6].

Все вышеизложенное указывает на то, что залежь D_3f_1 на Инзырейском месторождении является недоизученной. Для уточнения геологической модели залежи, получения дополнительной информации по подсчетным параметрам, оценки добывных возможностей и приращения запасов промышленных категорий необходимо проведение мероприятий по ее доразведке.

С целью уточнения геологического строения залежи основного продуктивного пласта D_3f_1 нижефранского подъяруса, рекомендуется бурение трех независимых разведочных скважин в разных частях месторождения.

Строительство намеченных скважин позволит получить необходимую информацию для составления проекта разработки залежи « D_3f_1 » и в случае получения промышленных притоков прирастить запасы категории C_1 .

Расположение скважин выбрано в наиболее благоприятных условиях, с точки зрения рациональной разработки залежи хыльчуйской свиты. Очередность бурения скважин - независимо друг от друга:

- разведочную скважину 1Р рекомендуется заложить в центральной части структуры в 2,2 км к северо-востоку от скважины 206, с целью вскрытия и опробования пласта D_3f_1 нижефранского возраста, получения информации о подсчетных параметрах, а также перевода запасов нефти категории C_2 в C_1 . Проектная глубина 4100 м и проектный горизонт – живетский ярус.

- разведочную скважину 2Р рекомендуется заложить в центральной части структуры в 2,0 км к югу от скважины 203, с целью вскрытия и опробования пласта D_3f_1 нижефранского возраста, получения информации о подсчетных параметрах, а также перевода запасов нефти категории C_2 в C_1 . Проектная глубина 4100 м и проектный горизонт – живетский ярус.

- разведочную скважину 3Р рекомендуется заложить в северной части в 1,55 км к востоку от скважины 208, с целью вскрытия и опробования пласта D_3f_1 нижефранского возраста, получения информации о подсчетных параметрах, а также перевода запасов нефти категории C_2 в C_1 . Проектная глубина 4100 м и проектный горизонт – живетский ярус.

Для решения поставленных геологических задач предусматриваются [7]:

-отбор керна, шлама, проб нефти и растворенного газа и их лабораторное изучение;

-геофизические исследования скважины и их качественная и количественная интерпретация;

-геохимические, гидродинамические, гидрогеологические и другие виды исследований скважин в процессе бурения, опробования и испытания.

Заключение

Инзырейское нефтяное месторождение было открыто в 1986г. поисковой скважиной 27, выявившей залежь нефти из рифогенных отложений сирачойского горизонта верхнего девона. Позже выявлены залежи в средне и верхнедевонских терригенных отложениях. В результате анализа имеющегося материала, выявлены особенности геологического строения и нефтеносности Инзырейского месторождения, которые заключаются в сложном строении структурного плана и литологии продуктивных пластов, соотношении коллекторов и покрышек.

На основании анализа результатов опробования и испытания пробуренных скважин и соотношения запасов категории C_1/C_2 сделан вывод о недостаточной изученности наиболее крупной по размерам и запасам залежи нижнефранского подъяруса верхнего девона. В связи с этим рекомендуется продолжение разведочных работ на месторождении, а в качестве основного объекта принята залежь нижнефранского подъяруса.

С целью доразведки месторождения рекомендовано заложение разведочных скважин 1Р, 2Р, 3Р, с проектными глубинами 4100 м, проектным горизонтом-живетский ярус. В процессе бурения рекомендуется проведение комплекса исследований: отбор керна и шлама, ГИС, ГТИ, ИПТ и т.д.

В результате рекомендуемых работ будет получена дополнительная информация о строении продуктивных отложений нижнефранского подъяруса, подсчетных параметров, а в случае получения промышленных притоков, прирастить запасы категории C_1 .

Список использованных источников

1. Бакиров А. и др. Нефтегазоносные провинции и области СССР. М., Недра, 1979.
2. Бочкарев В.А., Якубовский С.Ю., Глазунов А.Н. Статья «Особенности строения и формирования сирачойского рифа Инзырейского месторождения по результатам трехмерного геологического моделирования» / сборник статей ООО «ЛУКОЙЛ-ВолгоградНИПИморнефть» вып. 64 - Волгоград, 2005.
3. Отчет о результатах детализационных сейсморазведочных работах 2Д методом ОГТ на Южно-Инзырейской площади» / ОАО «Архангельскгеолдобыча» - Архангельск, 2001.
4. Колотухин А.Т., Астаркин С.В., Логинова М.П. Нефтегазоносные провинции России и сопредельных стран. Учебное пособие.- Саратов, ООО Издательский Центр «Наука», 2013.
5. «Подсчет запасов нефти в карбонатах сирачойского горизонта верхнего девона Южного блока Инзырейского месторождения» Отчет /ОАО «Архангельскгеолдобыча» - Архангельск, 2001.
6. Подсчет запасов по залежам нефти «D_{3sr}» южный блок, «D₂» южный блок, «D_{3f1}» на Инзырейском месторождении Отчет /ОАО «Архангельскгеолдобыча» - Архангельск, 2005.
7. «Методические Указания по составлению проекта разведки (доразведки) месторождений (залежей) нефти и газа и дополнений к нему», утверждённые приказом Комитета Российской Федерации по геологии и использованию недр за № 70 от 10.07.96 г., г. Москва, 1995.