

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 перспектив нефтегазоносности и поисково-оценочного
бурения на Иверской структуре**

(Саратовская область)

АВТОРЕФЕРАТ ДИПЛОМНОЙ РАБОТЫ

студента 6 курса, 611 группы заочной формы обучения

геологического факультета,

специальности 21.05.02 «Прикладная геология»

специализация «Геология нефти и газа»

Гилязова Руслана Анваровича

Научный руководитель

кандидат геол.-мин. наук, доцент _____ В.М. Мухин

Зав. кафедрой

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

Саратов 2020

Введение

На протяжении многих лет Саратовская область была и остается перспективной в нефтегазоносном отношении территорией, где экономически выгодно проведение геолого-разведочных работ на нефть и газ, даже на небольших объектах. Одним из таких является Иверская структура выявленная в пределах Западно-Иргизского лицензионного участка (ЛУ). Основным объектом изучения являются верхнедевонские и нижнекаменноугольные отложения.

Иверская структура была подготовлена сейсморазведкой МОГТ-2Д в 2014 г. по отражающим горизонтам PR, nD_{3sr}, nC_{1up}, nC_{1al}, nC_{2mk}, nC_{2ks}.

Высокая перспективность обнаружения залежей нефти и газа на Иверской структуре Западно-Иргизского ЛУ подтверждена выявлением в с терригенно-карбонатном комплексе средне- и нижнекаменноугольного возраста таких месторождений как Богородское, Остролукское, Кротовское, Васильковское, Никольское, расположенных рядом, у соответствии с рисунком 1.

На Иверской структуре подсчитаны ресурсы категории D₀ по черемшано-прикамскому, бобриковскому, упинскому и малевскому горизонтам.

Целью данной дипломной работы является геологическое обоснование бурения на Иверской структуре Западно-Иргизского ЛУ.

Для достижения указанной цели были решены следующие задачи:

- сбор геолого-геофизических материалов об объекте изучения;
- анализ имеющегося материала по строению Западно-Иргизского ЛУ и соседних месторождений;
- оценка перспектив нефтегазоносности осадочного чехла исследуемого объекта;
- обоснование рекомендаций на проведение поисково-оценочного бурения с целью поиска залежи углеводородов.

Объем работы. Дипломная работа состоит из введения, 4 глав, заключения и содержит 46 страниц текста, 3 рисунка, 5 таблиц, 4 графических приложений. Список использованных источников включает 17 наименований.

Основное содержание работы

Систематическое изучение геологического строения начинается с 80-ых годов 19 столетия, был накоплен и систематизирован материал, позволивший составить единые стратиграфическую и тектоническую схемы Саратовского Заволжья, которые существовали до последнего времени и были частично или полностью пересмотрены только с проведением в этом районе буровых работ.

Региональное геологическое изучение северной части Левобережья Саратовской области начато гравиметрической и геологической съемками в 1946 г., что позволило получить общие представления о геологическом строении территории.

Структурное бурение проводилось в 1950-60-х гг. с целью поисков структур, перспективных на нефть и газ, геолого-поисковой конторой (ГПК) объединения «Саратовнефтегаз».

Аэромагнитная съемка проведена в 1958 г. и 1981-1983 гг. этими работами отмечено возможное наличие интрузий основного состава в приповерхностном слое фундамента и разрывных нарушений до палеозойского заложения меридионального и северо-восточного простирания.

Сейсморазведка МОВ на западной окраине Западно-Иргизского участка проводилась силами НВ РГТ в 1951 г. и в 1967-1968 гг. В настоящее время эти работы представляют только исторический интерес.

Геохимические исследования в районе работ Западно-Иргизского ЛУ проводились в 1970-71 гг.

Глубокое бурение. В пределах Западно-Иргизского лицензионного участка в период 1971-1972 гг. были пробурены 2 поисково-разведочных скважины (скважины №№44 и 45 Малоиргизские).

Вся площадь участков покрыта в 1991 г. гравиметрической съемкой ОАО «Саратовнефтегеофизика».

Сейсморазведка МОГТ. Западно-Иргизский участок частично (на востоке) изучался этим методом в 1991 г. (с.п. № 0391) и в 1993 г. (с.п. № 1593) треста

«Саратовнефтегеофизика». Были построены структурные карты на восточную часть Западно-Иргизского участка по основным отражающим горизонтам.

В 2007- 2008 гг. Западно-Иргизской с.п. № 1607 проведены поисковые и детализационные сейсморазведочные работы МОГТ-2Д. В результате проведенных работ построены пять структурных карт по основным отражающим горизонтам карбона и девона (Pz , $pC_2k\check{s}$, pC_2mk , pC_1al , pD_3sr), дана геологическая модель строения площади, выявлены по горизонтам девона и карбона объекты I – VII и Восточно-Иргизская группа объектов. К глубокому поисково-разведочному бурению на нефть и газ подготовлена Маленькая структура [1].

В 2014 г. по результатам сейсморазведочных работ МОГТ-2Д ОАО «Волгограднефтегеофизика», ООО НСК «Геопроект» выявлены и подготовлены Пятницкая и Иверская структуры (сейсмопартии 1604 и 1607) [2].

В целом для Саратовской области изученность Западно-Иргизского лицензионного участка геофизическими методами с целью выявления перспективных на поиски углеводородов структур, в том числе сейсморазведкой МОГТ, является удовлетворительной.

Проектный геологический разрез Иверской структуры сложен осадочными породами девонской, каменноугольной, юрской, неогеновой и четвертичной систем и кайнозойской эратемы.

В строении разреза на исследуемой территории отмечается чередование терригенных и карбонатных комплексов; пластов разных типов пород - аргиллитов, глин, алевролитов, песчаников, песков и отдельных пластов известняков; неоднократно наблюдаются поверхности размыва, свидетельствующие о перерывах в осадконакоплении; наиболее крупные стратиграфические несогласия связаны с отсутствием отложений в нижнем и верхнем отделе юрской системы, отсутствие меловой и палеогеновой систем.

На территории исследования были благоприятные условия для формирования пород-коллекторов и пород флюидоупоров - будущих природных резервуаров, в девонское и каменноугольное время.

Иверская структура расположена в пределах Западно-Иргизско-голицензионного участка, которая по современному тектоническому районированию расположена на Жигулевском своде Русской платформы, где девонские отложения залегают на гранито-гнейсах архей-нижнепротерозойского кристаллического фундамента. На юг и юго-запад располагается Иргизский прогиб, разделяющий Жигулёвский и Пугачёвский своды. Рельеф фундамента является эрозионно-блоковым, предполагается наличие эрозионных останцов [2,3].

Иверская структура представляет собой антиклинальную складку, осложнённую вершинами, унаследованного типа по отложениям карбона и девона.

По условно отражающему горизонту PR большую часть площади занимает обширная приподнятая зона (по изогипсе минус 1760м), вероятно связанная с останцом (блоком) PR₁-AR кристаллического фундамента. Останец имеет сложную морфологию с пологим северо-западным крылом, более крутыми северо-восточным и юго-западным крыльями и юго-восточным крылом, на всём протяжении осложнённым сбросом амплитудой до 60м. В пределах останца картируются четыре вершины различного размера и амплитуды. Над этими вершинами в вышележающих осадочных отложениях сформировались структуры облекания, отделённые друг от друга прогибами. Крайняя северная вершина (по предыдущим сейсмическим работам – Маленькая структура). Южнее общей изогипсой минус 1740м оконтуриваются три вершины собственно Иверской структуры.

По подошве отражающего горизонта nD_{3st} структурный план поверхности терригенного девона по сравнению с залегающим ниже УОГ незначительно выполаживается, но с сохранением положения структурных элементов. Ниже приводятся их параметры:

- северная вершина Иверской структуры по изогипсе минус 1680м – размер 1,5 кмх 1,1км, амплитуда 15м;

-западная вершина Иверской структуры по изогипсе минус 1680м – размер 1,0 кмх 0,75км, амплитуда 11м;

- южная вершина Иверской структуры по изогипсе минус 1680м – размер 3,0 кмх 1,5км, амплитуда 25м.

По подошве отражающего горизонтан C_{1up} Иверская структура оконтуривается замкнутой изогипсой минус 1200 м, имеет размеры 7,0 кмх 4,9 км при амплитуде 37 м. Структура осложнена разновеликими вершинами. Наиболее значительной является южная вершина. Её размеры по изогипсе минус 1190м – 4,2 кмх 3,7км, амплитуда 28м. Параметры северной вершины по изогипсе минус 1190м: размеры 1,8 кмх 1,3км, амплитуда 13м. Западная вершина по замкнутой изогипсе минус 1195 м, имеет размеры 1,1 кмх 0,7 км, амплитуду 8 м.

По подошве отражающего горизонтан C_{1av} в западном направлении отсутствует замыкание Иверской структуры по оконтуривающей изогипсе минус 1110 м. По изогипсам минус 1100м структура представлена тремя вершинами - северной, западной, южной со следующими параметрами: размеры 2,5 кмх 1,7км, 1,0 кмх 0,7км, 4,5 кмх 3,0км; амплитуды 14 м, 8 м, 24 м соответственно.

По подошве отражающего горизонтан C_{2mk} Иверская структура выполаживается. Северная и южная вершины сохраняют своё положение, западная вершина превращается в структурный нос, осложнённый малоамплитудным поднятием (около 3 м). Северная вершина по оконтуривающей изогипсе минус 710 м имеет размеры 1,7 кмх 1,5км, амплитуду 11 м. Южная вершина по оконтуривающей изогипсе минус 710 м имеет размеры 4,0 кмх 2,5км, амплитуду 13 м.

По подошве отражающего горизонтан C_{2ks} Северная вершина Иверской структуры по оконтуривающей изогипсе минус 620 м имеет размеры 1,5

кмх1,4км, амплитуду 9 м. Южная вершина по оконтуривающей изогипсе минус 620 м имеет размеры 3,6 кмх 2,1км, амплитуду 11 м.

По подошве отражающего горизонт кРЗ на месте Иверской структуры картируется моноклиналь с наклоном поверхности отражающего горизонта с юго-востока на северо-запад от абсолютных отметок минус 80м до 110м.

Анализ временных разрезов и структурных карт показывают, что Иверская структура, представляет собой структуру облекания эрозионно-тектонического выступа фундамента, который как приподнятый структурный элемент, унаследовано развивалась всё палеозойское время.

Иверская структура в общепринятой системе нефтегазогеологического районирования расположена в пределах – Средне-Волжской нефтегазоносной области Волго-Уральской нефтегазоносной провинции.

На территории исследования наибольший интерес представляют:

Верхневизейско-нижнебашкирский комплекс, который включает в себя залежи черемшано-прикамских отложений, которые продуктивны:

- на Кротовской площади в скважине №5 по результатам ИПТ башкирских отложений из интервала 809-820м получен приток фильтрата глинистого раствора с нефтью $Q_{ж}=2,45\text{м}^3/\text{сут}$. При опробовании в эксплуатационной колонне данных отложений в интервале 816-818 м получен слабый приток нефти $Q_{н}=1,3\text{м}^3/\text{сут}$, исследование проб нефти не проводилось[4];

- на Васильковском месторождении в скважине №1 по результатам ИПТ башкирских отложений в интервале 850-856м получен фильтрат глинистого раствора с нефтью $Q_{ж}=76,4\text{м}^3/\text{сут}$, залежь пластовая сводовая, коллектор представлен известняками кремовыми, биоморфно-детритовыми, нефть малосернистая, парафинистая, плотность пластовой нефти $0,817\text{ г/см}^3$ [5];

- на Никольском месторождении в скважине №1 в интервале 829,5-841,4 м отобран керн нефтенасыщенный, в нижней части водоносный. Керн представлен известняками кремовыми, серыми, средней крепости местами трещиноватый, кавернозный с включениями органического вещества. По результатам ИПТ башкирских отложений из интервала 827-841м получен приток нефтип-

лотностью $0,818\text{г/см}^3$, $Q_n=152,9\text{м}^3/\text{сут}$, $P_{пл}=83,4\text{атм}$. Коллектор черемшано-прикамского горизонта карбонатный, смешанного типа, пористостью 10,4-19,6% [6].

Нижевизейский комплекс продуктивен на соседних площадях по отложениям бобриковского горизонта. О его перспективности свидетельствуют:

- Богородское нефтяное месторождение. Притоки нефти, полученные из песчаников бобриковского возраста в скважинах №№1, 2, 11, 12, 14-16, 17б, 18-20, 20б, 22, 23 и 1ЮБ Богородского месторождения. Залежь пластовая сводовая, эффективная нефтенасыщенная толщина изменяется от 4,8м до 13,6м, коллектор терригенный, поровый, пористость колеблется от 23% до 28%, нефтенасыщенность от 62% до 86%. По результатам испытания данных скважин в эксплуатационной колонне получены притоки нефти дебитом от 11,6 до 114 т/сут. Первичное пластовое давление по скважинам №№1 и 2 составляло 13,47-13,63 МПа. Нефть бобриковской залежи относительно легкая (при плотности $0,8-0,85\text{г/см}^3$), метановая, малосернистая, средне парафиновая. Пластовый газ отличается высоким содержанием азота (около 25 объемных %) [7];

- Кротовское месторождение представлено нефтяной залежью в бобриковском терригенном коллекторе – скважины №№1-4 Кротовские. Залежь пластовая сводовая, высота залежи 15,1м, эффективная нефтенасыщенная толщина изменяется от 3,2м до 9м, коллектор терригенный, поровый, пористость колеблется от 13,75% до 25,6%, нефтенасыщенность от 65,1% до 86,4%. Дебиты в эксплуатационных колоннах составили от $10,8\text{ м}^3/\text{сут}$ до $75\text{ м}^3/\text{сут}$, плотность пластовой нефти $0,771-0,778\text{ г/см}^3$, пластовые температуры составили 34-35 градуса, пластовые давления 9,82-11,8 МПа [8].

- На Никольском месторождении в скважина №1 Никольская в результате испытания в колонне получены притоки нефти из бобриковского горизонта (интервалы 1261,8-1263 м, 1264,4-1266,2 м, 1268,8-1274 м) – $34\text{ м}^3/\text{сут}$. на 5 мм штуцере. По ГИС коллектор черемшано-прикамского горизонта карбонатный, смешанного типа, пористостью 10,4-19,6%. Коллектор бобриковского представлен песчаниками, его тип – поровый, пористость – 22% [6].

Верхнедевон-нижнекаменноугольный карбонатный комплекс продуктивен на соседних месторождениях и включает в себя залежи упинского и малевского горизонтов, который содержит залежи на Васильковском и Никольском месторождениях.

Залежь нефти в упинских отложениях на Васильковском месторождении открыта в скважине №1 в результате ИПТ в интервале 1332-1360 м, где получен приток нефти $Q_n=253,6 \text{ м}^3/\text{сут}$, при опробовании в эксплуатационной колонне из интервала 1339-1344 м на 6 мм штуцере дебит нефти составил $34 \text{ м}^3/\text{сут}$, пластовая температура составила 40,9 градуса, пластовое давление 11,9 МПа, плотность пластовой нефти $0,711 \text{ г/см}^3$. Залежь пластовая сводовая, по результатам интерпретации ГИС представлена пористыми нефтенасыщенными карбонатами, пористость изменяется в проницаемых слоях от 8,1% до 11,9%, нефтенасыщенность от 56,3% до 63,5% [5].

На Никольском месторождении упинская залежь открыта в скважине № 1 так же при проведении ИПТ в интервале 1301-1322 м, где получен приток нефти $Q_n=172,3 \text{ м}^3/\text{сут}$, пластовое давление составило 13,85 МПа. При опробовании в эксплуатационной колонне из интервала 1312 – 1317 м на 9 мм штуцере дебит нефти составил $36,4 \text{ м}^3/\text{сут}$, пластовая температура составила 38 градуса, пластовое давление 13,85 МПа, плотность нефти $0,777 \text{ г/см}^3$. Залежь пластовая сводовая, по результатам интерпретации ГИС представлена пористыми нефтенасыщенными карбонатами, пористость изменяется в проницаемых слоях от 7% до 13,2%, нефтенасыщенность от 57,8% до 83,7% [6].

Приток нефти из малевских отложений получен в скважине №1 Васильковского месторождения. При проведении ИПТ в интервале 1356-1372 м, дебит нефти составил $7,6 \text{ м}^3/\text{сут}$, пластовая температура 39 градуса, пластовое давление 14,6 МПа, пористость изменяется от 5,5% до 10,7%, нефтенасыщенность от 52,6% до 55,5%, плотность нефти $0,871 \text{ г/см}^3$, малосернистая, парафинистая [5].

Результаты сейсморазведочных работ совместно с материалами глубокого бурения на Богородском, Никольском, Кротовском и Васильковском месторождениях (структурах) позволяют прогнозировать на Иверской структуре залежи

нефти в черемшано-прикамском, бобриковском, упинском и малевском горизонтах, относя их к перспективным ресурсам категории D_0 . Подтверждением такого прогноза является наличие только нефтяных залежей в указанных горизонтах на близлежащих месторождениях, небольшое количество растворённого в нефти газа, наличие коллекторов и покрышек в разрезах названных горизонтов. Подсчет перспективных ресурсов категории D_0 выполнен объемным методом. Все прогнозируемые залежи являются нефтяными.

Суммарные перспективные геологические и извлекаемые ресурсы нефти и растворенного газа категории D_0 Иверской структуры составляют: нефти 6132/2417 тыс. тонн, растворенного газа 406/145 млн.м³[9].

Основным объектом поисков залежей углеводородов на исследуемой площади являются карбонатно-терригенные нижнекаменноугольные отложения (бобриковский, упинский и малевский горизонты), являющиеся аналогами продуктивных отложений этого возраста на вышеуказанных месторождениях.

С целью подтверждения залежей нефти на Иверской структуре и оценки выявленных запасов по категориям C_1 и C_2 , рекомендуется пробурить две поисково-оценочных скважин №№1,2 Иверские.

Основными задачами поискового этапа являются [10]:

- литолого-стратиграфическое расчленение разреза;
- вскрытие перспективных интервалов разреза;
- уточнение структурных построений и геологической модели подготовленной структуры;
- определение эффективных толщин пластов-коллекторов, значений пористости, проницаемости, нефтегазонасыщенности;
- изучение физико-химических свойств нефтей и газов в пластовых и поверхностных условиях;
- установление коэффициентов продуктивности скважины и добывных возможностей;

- предварительная геометризация залежей и подсчет запасов по категориям C_2 и C_1 .

Поисково-оценочную скважину №1 Иверскую рекомендуется заложить в своде структуры в 1,8 км на юго-запад от скважины №1 Маленькой и на пересечении сейсмопрофилей ZI011315 и ZI011313. Проектная глубина 1330 м, проектный горизонт - заволжский надгоризонт. Целью бурения скважины является получение промышленных притоков нефти и газа из перспективных отложений в пределах Иверской структуры.

Независимую поисково-оценочную скважину №2 Иверскую рекомендуется заложить в своде структуры в 1,5 км на юго-запад от скважины №1 Упинской и на пересечении сейсмопрофилей 1607008 и 1604023. Проектная глубина 1310 м, проектный горизонт - заволжский надгоризонт. Целью бурения скважины является получение промышленных притоков нефти и газа из перспективных отложений в пределах Иверской структуры.

Для решения поставленных геологических задач предусматриваются:

- отбор керна, шлама, проб нефти, газа, конденсата, воды и их лабораторное изучение;
- геофизические исследования скважины и их качественная и количественная интерпретация;
- геохимические, гидродинамические, гидрогеологические и другие виды исследований в процессе бурения, опробования и испытания.

На поисковом этапе предусматривается оценка запасов открытых залежей по категории C_2 и частично C_1 . При положительном результате поискового бурения будут определены задачи детализационных сейсморазведочных работ и дальнейшего оценочного бурения.

В случае не крупного объекта, простого строения, задачи и результаты оценки месторождений (залежей) могут быть решены на стадии поиска.

Заключение

На основании анализа геолого-геофизических данных предшествующих полевых работ и данных, полученных при проведении геофизических исследований на Западно-Иргизском лицензионном участке, сделан вывод о том, что перспективы Иверской структуры связаны с отложениями черемшано-прикамского, бобриковского, упинского и малевского горизонтов, в которых прогнозируются нефтяные залежи по аналогии с соседними месторождениями Кротовским, Никольским, Васильковским.

Иверская структура расположена на Западно-Иргизском лицензионном участке и подготовлена к поисково-оценочному бурению.

С целью проведения поисковых работ рекомендуется заложение поисковых скважин №1, 2Иверских, с проектными глубинами соответственно 1330 м и 1310 м и проектным горизонтом - заволжским надгоризонтом. Для решения поставленных задач в скважинах необходимо провести отбор керна и шлама, ГИС и ГТИ, опробование и испытание и т.д.

Бурение скважин даст возможность оценить размеры и геометрическую форму залежей, а их опробование позволит охарактеризовать: физико-химические свойства пластовых флюидов в поверхностных и пластовых условиях, их фазовое состояние, положение межфлюидальных контактов, гидродинамическую характеристику пластов-коллекторов, а материалы ГИС вместе с лабораторным изучением керна - фильтрационно-емкостные свойства коллекторов и их насыщенность. Все это позволит произвести оценку запасов по категориям C_1 и C_2 , определить типы выявленных залежей, их промышленная значимость и необходимость проведения доразведки.

Список использованных источников

1. Федорчук Р.А., Шегай В.И. Проведение поисковых и детализационных сейсморазведочных работ МОГТ–2D на Западно-Иргизском лицензионном участке с целью выявления и подготовки под бурение новых перспективных объектов на нефть и газ». ОАО «Саратовнефтегеофизика», Саратов, 2008.
2. Науменко И.И., Серебряков В.Ю. и др. Отчёт: Проведение полевых сейсморазведочных работ МОГТ-2D и работ по изучению верхней части разреза методом МСК в пределах центральной и северной частей Западно-Иргизского лицензионного участка. ОАО «Волгограднефтегеофизика», Саратов, 2014.
3. Шебалдин В.П., Тектоника Саратовской области. Саратов, ОАО «Саратовнефтегеофизика», 2008.
4. Дело скважины №5 Кротовская
5. Батрак А.Н. Оперативный подсчет запасов Васильковского месторождения». ООО «НОВА технолоджиз. Москва, 2007.
6. Дорофеев Н.В. Оперативный подсчет запасов Никольского месторождения». ООО «НОВА технолоджиз. Москва, 2009.
7. Батрак А.Н. Оперативный подсчет запасов Богородского месторождения». ООО «НОВА технолоджиз. Москва, 2008.
8. Сашин А.В. Оперативный подсчет запасов Кротовского месторождения». ООО «НОВА технолоджиз. Москва, 2007.
9. Инструкция по применению классификации запасов месторождений перспективных и прогнозных ресурсов нефти и горючих газов. Информация о содержании, оформлении и порядке предоставления в государственную комиссию Министров СССР (ГКЗ СССР) материалов по подсчету запасов нефти и горючих газов, Москва, 1984.
10. Мухин В.М. Стадийность и основы методики поисков и разведки месторождений нефти и газа: Учебн.-метод. пособие по спец. «Геология и геохимия горючих ископаемых».-Саратов: Изд-во Сарат. ун-та, 2008.