

Министерство образования и науки Российской Федерации
ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ
УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАТЕЛЬНИА
«САРАТОВСКИЙ НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
ИМЕНИ Н.Г.ЧЕРНЫШЕВСКОГО»

Кафедра геологии и
геохимии горючих ископаемых

**ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ ПОСТАНОВКИ ПОИСКОВО-
ОЦЕНОЧНОГО БУРЕНИЯ НА ПОЛЕВОЙ СТРУКТУРЕ**

(Ульяновская область)

Автореферат дипломной работы

студента 6 курса 611 группы заочного отделения
специальности: 21.05.02- «Прикладная геология»
геологического факультета

Сунгатова Руслана Шайдуловича

Научный руководитель:

кандидат геол.-мин. наук, доцент

_____ М.П. Логинова

Зав. кафедрой

доктор геол.- мин. наук, профессор

_____ А.Д. Коробов

Саратов 2018

Введение

Объектом исследования в дипломной работе является Полевая структура, расположенная в пределах Восточно-Бирлинского лицензионного участка.

В административном отношении объект изучения находится в Мелекесском районе Ульяновской области.

Цель дипломной работы - геологическое обоснование постановки поисково-оценочного бурения на Полевой структуре.

Для достижения цели были решены следующие задачи:

- собран и проанализирован геолого-геофизический материал, характеризующий геологическое строение Полевой структуры и ближайших месторождений;

- дополнен проектный литолого-стратиграфический разрез;

- охарактеризована нефтегазоносность ближайших месторождений с целью обоснования перспектив нефтегазоносности Полевой структуры;

- сделаны рекомендации на проведение поисково-оценочного бурения на исследуемой площади.

Полевая структура была выявлена и подготовлена по материалам сейсморазведочных работ МОГТ-2D в 2016 году.

Дипломная работа состоит из введения, пяти глав, заключения и содержит 42 страницы текста, 6 таблиц, 3 рисунка, 10 графических приложений. Список использованной литературы включает 12 наименований.

Основное содержание работы

Начиная с 30-х годов прошлого века на исследуемой площади и в сопредельных районах проводился комплекс геолого-геофизических исследований регионального, рекогносцировочно-поискового и детального характера. Здесь выполнялись разномасштабные геологические, аэромагнитные, гравиметрические съемки, электроразведочные (ВЭЗ, ЗСП и МТЗ), сейсморазведочные (КВМП, МПВ, МОВ) работы, структурное и глубокое бурение.

За прошедший период были проведены:

- сейсморазведка – 1959 г. (Аксельрод Ф.З.), методом ОГТ (1975 г.);
- электроразведка – метод ВЭЗ – с 1947 по 1953 гг., методами ЗСП и МТЗ – с 1963 г.;
- аэромагнитная и магнитная съемки масштаба 1:50000 (1977-78 гг.);
- гравиметрическая съемка масштабов 1:25000 и 1:50000 (1978 г.).

В 2016 г. проводились работы по переинтерпретации и обобщению материалов ранее проведенных сейсморазведочных работ МОГТ 2D/3D на Восточно-Бирлинском лицензионном участке Ульяновской области.

Объемы исследований МОГТ 2D на Восточно-Бирлинском ЛУ составили - 198 пог. км.

В соответствии с геологическим заданием составлены сводные структурные карты по отражающим горизонтам: P_2kz , C_2vr , C_2b , C_1tl , C_1t , D_3tm в масштабе 1:25 000.

Были обобщены и проанализированы результаты бурения 145 скважин, из которых 34 структурных и 115 глубоких. В результате анализа глубокого бурения были составлены корреляционные схемы по четырем линиям, проходящим через разбуренные объекты и включающие в себя 28 глубоких скважин [3].

Сейсморазведкой МОГТ-2D в контуре Полевой структуры обработано 13 погонных километров полевого материала, плотность сейсмических профилей в пределах подготовленной структуры составила 4,5-5,1 пог. км/км². На данный момент степень подготовки структуры оценивается как высокая.

В геологическом строении исследуемого района принимают участие архейско-нижнепротерозойские породы (гнейсы, гранито-гнейсы), слагающие кристаллический фундамент и отложения палеозойского (девонские, каменноугольные, пермские), мезозойского (юрские), кайнозойского (неогеновые+четвертичные) возраста, слагающие осадочный чехол.

По литологическому составу толща осадочных образований условно делится на три комплекса.

Нижний терригенный комплекс - включает отложения от поверхности кристаллического фундамента до кровли тиманского горизонта верхнего девона. В среднем толщина комплекса - 125 м. Комплекс представлен переслаиванием песчаников, алевролитов и глин.

Средний комплекс преимущественно карбонатный, включает отложения от подошвы саргаевского горизонта верхнего девона до кровли казанского яруса средней перми. Средняя толщина комплекса около 2000 м. По литологическому составу комплекс представлен известняками, доломитами, мергелями, за исключением бобриковского и верейского горизонтов, они представлены терригенным составом (песчаниками, алевролитами, глинами и мергелями).

Верхний терригенный комплекс включает отложения от кровли казанского яруса средней перми до четвертичных отложений. Средняя мощность составляет более 200 м. Комплекс сложен глинами, аргиллитами с тонкими прослоями песчаников и алевролитов, суглинками с щебенкой из опок.

В результате размывов, как региональных, так и локальных, в разрезе отсутствуют отложения кембрия, ордовика, силура, нижней части девона (до живетского яруса), триасовой, меловой и палеогеновой систем.

В тектоническом отношении Полевая структура приурочена к юго-восточной части Мелекесской впадины, которая в свою очередь в западной части осложнена Усть-Черемшанским прогибом. Мелекесская впадина входит в состав Волго-Уральской антеклизы.

Мелекесская впадина представляет собой крупную отрицательную структуру первого порядка площадью около 25 тыс.км². Мелекесская впадина находится между Токмовским, Северо-Татарским, Южно-Татарским и Жигулевским сводами. На юго-западе граничит с Кузнецкой седловиной (Ставропольский прогиб), на северо-западе - с Казанской седловиной, на северо-востоке - с Сарайлинской седловиной, на юго-востоке - с Сокской седловиной, переходящей в Бузулукскую впадину [2].

В пределах Усть-Черемшанского прогиба выделяется несколько структурно-фациальных зон: осевая, внутренняя бортовая, внешняя бортовая и сводовая. Изучаемая Полевая структура находится на стыке внутренней и внешней бортовых зон.

Внешняя бортовая зона наиболее изучена. Для нее характерны максимальная мощность (до 700 м) карбонатного комплекса и рифогенный характер фаций верхнего девона–нижнего карбона. Поверхность турнейских отложений повсеместно размывта и часто пересекается речной сетью визейского времени.

Внутренняя бортовая зона характеризуется изменением литолого-фациального состава и мощностей. В разрезе карбонатного комплекса верхнего девона – нижнего карбона увеличивается содержание терригенных пород (по сравнению с внешней бортовой зоной). Фации приобретают переходный характер от чисто депрессионных осевой зоны до рифогенных внешней бортовой зоны. Поверхность турнейских отложений на внутреннем борту несет следы размыва различной глубины вследствие вреза речных долин бобриковского времени, в конце которого вся территория была полностью пенеплезирована, исчезла впадина (и весь Усть-Черемшанский прогиб), и в

начале тульского времени началась новая обширная трансгрессия моря, в результате чего накапливались глинистые и карбонатно-глинистые отложения. Исключением стало верейское время, когда море претерпевало регрессию, в результате чего накапливались, преимущественно терригенные отложения, аналогично бобриковским осадкам [3].

По ОГ D_3tm на изучаемой площади отмечается моноклиналиное погружение отложений в северо-восточном направлении, осложненное структурным носом в контуре изогипсы -2170 м.

По ОГ C_{1t} структура имеет форму брахиантиклинальной складки, оконтуривается замкнутой изогипсой -1420 м и имеет размер $2,4 \times 2,2$ км², амплитуда структуры – 15 м.

Кровля бобриковского горизонта располагается ниже кровли тульского горизонта примерно на 10 метров и не имеет своей отражающей сейсмической площадки, поэтому структурная карта построена по кровле тульского горизонта.

По ОГ C_{1tl} структура имеет куполовидную форму, оконтуривается замкнутой изогипсой -1390 м и имеет размер $2,2 \times 2,1$ км², амплитуда структуры – 15 м.

По ОГ C_{2b} , структура имеет форму брахиантиклинальной складки, оконтуривается замкнутой изогипсой -1080 м и имеет размер $3 \times 1,8$ км², амплитуда структуры – 15 м.

По ОГ C_{2vr} , структура также имеет форму брахиантиклинальной складки, оконтуривается замкнутой изогипсой -1020 м и имеет размер $3,1 \times 2,1$ км², амплитуда структуры – 12 м.

По ОГ P_{2kz} , отмечается моноклиналиное погружение отложений с юго-запада на северо-восток.

Таким образом, анализ структурных планов изучаемого объекта показывает возможность присутствия в разрезе ниже- и среднекаменноугольных отложений ловушек структурного типа.

Полевая структура согласно нефтегазогеологическому районированию относится к Мелекесскому нефтегазоносному району, Мелекесской области, Волго-Уральской провинции.

Восточно-Бирлинский ЛУ, где подготовлена Полевая структура, относится к Восточно-Зимницкой зоне нефтегазонакопления (ЗНГН). Помимо Восточно-Бирлинского ЛУ к этой зоне приурочен целый ряд месторождений (Равнинное, Мордовоозерское, Кудряшовское и др.).

Уткинский ЛУ и Уткинское месторождение относится к Зимницкой ЗНГН. В пределах Зимницкой ЗНГН так же открыт ряд месторождений (Филипповское, Южно-Филипповское и др.).

В разрезе осадочного чехла выделяется три нефтегазоносных комплекса (НГК): среднефранско-турнейский, нижневизейско-тульский, окско-московский.

Среднефранско-турнейский (карбонатный) комплекс включает средне-, верхнефранские, фаменские и турнейские отложения, сложен преимущественно известняками с прослоями доломитов. Наиболее изученной является верхняя часть комплекса (турнейские отложения), в которой выделен пласт-коллектор В1. Основные перспективы комплекса связываются с зонами развития рифогенных фаций в пределах Усть-Черемшанского прогиба. Залежи нефти в турнейских отложениях установлены в пределах Филипповского, Южно-Филипповского и других месторождений. В скв.13-Лебяжинской, 1-Филипповской и других получены промышленные притоки нефти. Так же в ряде скважин при испытании турнейских отложений получены нефтепроявления: пленка нефти и пластовой воды.

Этот комплекс оценивается как перспективный на Полевой структуре для поиска залежей, связанных с зонами развития рифогенных построек.

Нижневизейско-тульский (терригенный) комплекс выделяется в объеме тульского и бобриковского горизонтов визейского яруса. К этому комплексу приурочено наибольшее количество промышленных залежей нефти в

Ульяновской области. Наиболее выдержанными пластами-коллекторами является пласт Б0 в тульском горизонте и пласты Б1 и Б2 в бобриковском горизонте, из которых основным продуктивным пластом является пласт Б2.

В пределах Зимницкой ЗНГН установлена продуктивность пластов Б1 и Б2 на Филипповском, Восточно-Бирлинском, Уткинском и др. месторождениях. Залежи пластовые сводовые, литологически экранированные. Залежи нефти пластов Б1 и Б2 выявлены также в пределах Восточно-Бирлинского ЛУ (Восточно-Зимницкой ЗНГН - Равнинное м-е).

Окско-московский (терригенно-карбонатный) комплекс включает в себя отложения окского надгоризонта визейского яруса, серпуховского яруса нижнего карбона, башкирского и московского ярусов среднего карбона. Пласты-коллекторы представлены кавернозно-трещиноватыми известняками (пласт А4 башкирского яруса), а в верейском горизонте московского яруса выделяются пласты песчаников и известняков (А1, А2 и А3).

Для прогнозируемых залежей в турнейских, бобриковских и башкирских отложениях в качестве эталонного принято Равнинное нефтяное месторождение, которое располагается в 2 км на север от структуры. На месторождении установлена продуктивность пластов А4, Б2, В1.

Для прогнозируемых залежей в верейских отложениях в качестве эталонного принято Мордовоозерское нефтяное месторождение, которое располагается в 2 км на восток от структуры. На месторождении установлена продуктивность пластов А2, А3, А4, Б2 [4].

Турнейский ярус

Турнейский ярус сложен переслаиванием известняков и мергелей, местами сильноглинистыми. Средняя толщина яруса 200 м. Эффективная толщина 8,7 м, коэффициент открытой пористости 0,122 д.е.

Бобриковский горизонт

Бобриковский горизонт представлен переслаиванием сероцветных аргиллитов, алевролитов и песчаников. Средняя толщина горизонта 21 м.

Эффективная толщина составляет 1 м, а коэффициент открытой пористости 0,222 д.е.

Башкирский ярус

Ярус сложен известняками серыми органогенно-обломочными с прослоями мергелей. Средняя толщина отложений башкирского яруса составляет 62 м. Эффективная толщина составляет 1,65 м, коэффициент открытой пористости 0,135 д.е.

Верейский горизонт

Горизонт представлен чередованием песчано-глинистых и карбонатных пород толщиной 57 м. Эффективная толщина составляет 2 метра, коэффициент открытой пористости 0,14 д.е. [5].

Открытие залежей нефти можно ожидать в франско-фаменской карбонатной толще. Они представлены известняками пористыми, кавернозными, вторичными доломитами. Предполагается, что структурные планы турнейских и вехнедевонских отложений близки. Семилукские (доманиковые) отложения продуктивны на Лабитовском и Новолабитовском месторождениях, расположенных восточнее и северо-восточнее Полевой структуры. Залежи пластовые сводовые.

Обоснованием для постановки поисково-оценочного бурения на Полевой структуре служит следующее:

- Полевая структура представляет собой брахиантиклинальную складку и подготовлена по ОГ C_{1t} , C_{1tl} , C_{2b} и C_{2vr} ;
- наличие в разрезе пород-коллекторов и флюидоупоров в перспективных интервалах ниже- и среднекаменноугольных отложений;
- доказанная нефтегазоносность в пределах Восточно-Зимницкой (Равнинное, Мордовоозерское, Кудряшовское и др. месторождения) и Зимницкой зон нефтегазонакопления (Филипповское, Южно-Филипповское, Уткинское и др. месторождения).
- перспективные ресурсы категории D_0 .

Это обуславливает необходимость поисково-оценочного бурения на Полевой структуре, с целью подтверждения ее промышленной нефтегазоносности.

С этой целью рекомендуется бурение скважины 1-ПО на пересечении профилей 299-16-03 и 299-16-01, проектный горизонт - фаменский, проектная глубина - 1840 м.

Перед скважиной 1-ПО стоят следующие задачи:

- вскрытие перспективных отложений, испытание в процессе бурения и после завершения с целью получения промышленных притоков;

- подтверждение геологической модели, построенной по геофизическим данным;

- определение емкостно-фильтрационных свойств перспективных пластов;

- определение эффективных нефтенасыщенных толщин;

- перевод подготовленных ресурсов в запасы категорий С1 и С2.

Для решения поставленных геологических задач предусматривается:

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

- геофизические исследования скважины и их качественная и количественная интерпретация;

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

В поисково-оценочной скважине 1-ПО предусмотреть возможность перевода ее в эксплуатационную после решения поисковых задач.

Заключение

Анализ разреза палеозойских отложений в районе Полевой структуры, соотношения структурных планов по горизонтам девона и карбона, истории тектонического развития и нефтегазоносности установленной на ближайших месторождениях, позволяет сделать вывод о том, что Полевая структура является перспективной для поисков залежей в нижне- и среднекаменноугольных отложениях.

С целью поиска залежей углеводородов на Полевой структуре рекомендуется заложение одной независимой поисково-оценочной скважины 1-ПО – проектная глубина 1840 м., проектный горизонт фаменский.

По результатам поисково-оценочного бурения в случае получения промышленных притоков углеводородов в пределах Полевой структуры будет произведена оценка запасов по категории C_1 и C_2 , определение типов выявленных залежей, их промышленной значимости, необходимости проведения доразведки, а также корректировка и определение направлений дальнейших геолого-исследовательских работ в регионе.

Список использованных источников

1. Евстифеев В.И., Отчет. Геологический отчет о результатах структурного бурения на Сенгилеевской и Жигулёвской площадях в Ульяновской области в 1979-1985 гг. (в 4-х томах), г. Ульяновск, Ульяновская НГРЭ, 1988.
2. Колотухин А.Т., Орешкин И.В., Астаркин С.В., Логинова М.П. Волго-Уральская нефтегазоносная провинция. Учебное пособие. - Саратов, ООО Издательский центр «Наука» 2014.
3. Геология и освоение ресурсов нефти в Камско-Кинельской системе прогибов,- М.: Наука, 1991.
4. Будков Г.К., Шевченко Г.Н., Вилкова Г.С., Оперативный подсчет запасов нефти Южно-Охотничьего и других месторождений Ульяновской области РСФСР по состоянию на 01.07.1978 г., г. Ярославль. 1978.
5. Клещев, К.А., Шеин В.С. Нефтяные и газовые месторождения России, М., ВНИИГНИ, 2010.