

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 поисково-оценочного бурения на
Марталлеровском лицензионном участке
(Вартовский нефтегазоносный район).
Автореферат дипломной работы**

студента 5 курса 551 группы
специальности 21.05.02 прикладная геология
геологического факультета
Цуканова Кирилла Дмитриевича

Научный руководитель
доцент; канд.геол.-мин.наук

_____ А.Т.Колотухин

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

_____ А.Д. Коробов

Саратов 2018

Введение

Западно-Сибирская нефтегазоносная провинция является важнейшим регионом по добыче нефти и газа в России и наиболее перспективной на будущее. Начальные суммарные ресурсы жидких углеводородов Западной Сибири оцениваются в 71,3 млрд.т.(более 55% от ресурсов России), газа - в 164,8 трлн м³(более 57% от ресурсов России)(Брехунцов 2016). По этим показателям она входит в десятку наиболее богатых провинций мира. Западно-Сибирская нефтегазоносная провинция не только важная по разведанным запасам нефти, конденсата, но и по потенциальным ресурсам(2,9 млрд.т. нефти и 48,6 трлн.м³. газа) в России(Вариавская 2011).

Целью дипломной работы является геологическое обоснование постановки поисково-оценочного бурения на Марталлеровском лицензионном участке.

В основу работы положены материалы по геологическому строению и нефтеносности Марталлеровском лицензионном участка и соседних месторождений: материалы сейсморазведки, результаты бурения и испытания скважин, результаты лабораторных исследований керна, шлама, флюидов, собранные в период прохождения преддипломной практики, а также фондовые и опубликованные источники.

Территория участка представляет собой практически плоскую слаборасчленённую гидросетью, сильно заболоченную и сильно заозерную флюиогляциальную и озерно-аллювиальную равнину, соответствующую уровню III надпойменной террасы реки Оби. Абсолютные отметки поверхности изменяются от 62 до 67 м.

Климат района резко континентальный с суровой продолжительной зимой и коротким, теплым летом. Среднегодовая температура составляет -4,2°C, средняя максимальная самого жаркого месяца года(июля) +22°C,

средняя наиболее холодного(января) $-27,8^{\circ}\text{C}$. Среднегодовая величина атмосферных осадков оценивается в 537мм.

В экономическом отношении район хорошо развит, что является следствием освоения открытых на его территории нефтяных месторождений.

Основное содержание работы.

Первые достоверные сведения о геологическом строении Западной Сибири были получены в результате работ, проведенных рядом исследователей: Эндельштейном Д.Э.(1926 г.), Громовым В.И.(1934 г.), Ильиным(1936 г.), Васильевым В.Г.(1946 г) и другими. Однако до 1949 года эти исследования носили чисто описательный характер.

Планомерные геолого-геофизические исследования в Западной Сибири с целью поисков нефти и газа, в том числе и в исследуемом районе, начаты в 1947 году.

В период с 1947 года по 1957 год проводились работы, направленные на поиски крупных структурно-тектонических элементов и выяснение общих закономерностей в геологическом строении района.

На первом этапе этих работ больше внимания уделяется региональным мелкомасштабным исследованиям. Район покрыт следующими съемками: геолого-геоморфологической масштаба 1:1000000 (1949-1954 гг.), аэромагнитной масштабов 1:200000 и 1:1000000 (1955-1957 гг.), аэромагнитной масштаба 1:50000 (1975 г.), гравиметрической масштаба 1:1000000 (1957 г.), масштаба 1:200000 (1962-1964 гг.) и масштаба 1:50000 (1976 г.)

По результатам этих работ составлена государственная геологическая карта масштаба 1:1000000. Установлено повсеместное распространение четвертичных отложений. Этими работами были выявлены Сургутский и Нижневартовский своды.

С 1957 года начинается детальное изучение геологического строения и оценка перспектив нефтегазоносности района Среднего Приобья. Проводятся региональные сейморазведочные работы и глубокое бурение, в результате чего был определен общий структурный план Среднеобской нефтегазоносной области.

Планомерные геолого-геофизические работы, направленные на поиск залежей углеводородов комплексом методов МОВ+глубокое бурение (с 1960 г.) и МОГТ+глубокое бурение (с 1973г.) носили регионально-площадной характер. Схема изученности с/р работами и бурением показано на рисунке 2. Результатом этих работ стало определение общего структурно-тектонического плана рассматриваемой территории, открытие ряда положительных структур II и III порядков

В этот промежуток времени в непосредственной близости от исследуемого участка были открыты Аганское (1965 г.), Северо-Покачевское (1980г.), Курраганское (1980 г.) месторождения нефти.

Исследуемый участок неравномерно изучен поисковым и разведочным бурением. В контуре участка пробурено 9 глубоких скважин. Исследования ВСП проведены в девяти скважинах, расположенных на сопредельных площадях (№№ 231, 211, 148, 22 на Юккунском ЛУ, № 30 на Курраганском ЛУ и №№ 81,83,86,97 на Малоключевом ЛУ). Акустический каротаж проведен в скважинах 19, 21 Курраганской площади, скв. 11 Егурьяхской площади.

В 1999-2010 гг. на примыкающих к участку территориях проведены сейморазведочные работы по методике 3D./1/

В 2000 г. в результате бурения на Марталлеровской структуре открыто одноименное месторождение с залежами нефти в верхней юре, ачимовской толще и валанжинском ярусе. /2/

По результатам сейсморазведочных работ в пределах ЛУ подготовлены перспективные для поисков залежей Южно-Марталлеровская, Северо-Егурьяхская 1 и Северо-Голевская локальные структуры.

В геологическом строении рассматриваемой территории по аналогии с соседними месторождениями принимают участие песчано-глинистые отложения мезозойско-кайнозойского осадочного чехла подстилаемые эффузивно-осадочными, осадочными пермо-триасовыми породами и метаморфическими и изверженными породами палеозойского возраста. /3/ Осадочные мезозойско – кайнозойские отложения на исследуемой территории и соседних площадях изучены бурением начиная с верхней части тюменской свиты. /3/

В региональном тектоническом отношении исследуемый участок расположен в пределах Северо-Нижневартовской моноклинали и Нижневартовского свода как показано на приложении Б. /4/

В геологическом строении Западно-Сибирской плиты по тектоническим особенностям выделяются три структурно-тектонических этажа: нижний протерозойско-палеозойский (геосинклинальный), средний - пермо-триасовый (промежуточный) и верхний - мезозойско-кайнозойский (платформенный чехол). /5/

Наиболее изучена структура верхнего этажа, который сложен мощной толщей мезозойских и кайнозойских отложений, формировавшихся в условиях длительного и стабильного прогибания фундамента. Этот этаж характеризуется слабой дислоцированностью, полным отсутствием метаморфизма пород и контролирует основные известные в пределах исследуемой территории скопления углеводородов.

По отражающему горизонту ЮВ₁ в пределах Марталлеровского участка отмечается региональное погружение с юга на север и северо-восток согласно

приложению В. На фоне этого погружения выделяются небольшие по размеру приподнятые и опущенные участки.

На северо-востоке выделяется Марталлеровское двухкупольное поднятие, оконтуренное изогипсой -2705м и имеющие размеры 2,7х1,5км. Северо-восточный купол, оконтуренный изогипсой -2700м имеет амплитуду 15м, юго-западный в контуре изогипсой -2700 имеет амплитуду 10м.

Южнее выделяется Северо-Егурьяхская-1 структура, оконтуренная изогипсой -2695м и имеет размеры 3,3х3,7 и амплитуду 20м.

На северо-западе участка закартировано Западно-Марталлеровская структура в контуре изогипсы -2725м она имеет размеры 2,9х1,9км и амплитуду 10м.

Южнее выделяется Южно-Марталлеровская структура представляющая собой структурный нос(мыс) юго-восточно-северо-западного простирания и осложненный на юго-востоке тектоническим нарушением юго-западно-северо-восточного простирания, выделяющего по результатам сейсморазведки. Наиболее приподнятая часть поднятия оконтурена изогипсой -2695м.

Южнее выделяются Северо-Голевая структура в границах лицензионного участка она представляет структурный нос(мыс) в контуре изогипсы -2690м. Наиболее приподнятая ее часть расположена южнее за пределами лицензионного участка.

На юго-востоке выделяются два небольших поднятия, оконтуренных изогипсов -2685м и образующих Восточно-Егурьяхскую структуру амплитудой менее 5м и размерами 3,5х2,6км.

По отражающему горизонту Ас₂ в пределах Марталлеровского участка на северо-востоке выделяется Марталлеровское поднятие, оконтуренное изогипсой -2575 м и имеющие размеры 3,2х2,4 км и амплитуду 30 м.

На северо-западе закартировано Западно-Марталлеровская структура в контуре изогипсы -2620м, имеет размеры 2,2х1,8 км и амплитуду менее 5м.

Южнее выделяется Южно-Марталлеровское поднятие, наиболее приподнятая часть которого оконтурена изогипсой -2520 м, имеет размеры 4,7х2,2 км и амплитуду 10м.

Северо-восточнее выделяется Северо-Егурьяхская-1 структура, оконтуренная изогипсой -2560м и имеет размеры 2,2х1 км и амплитуду 5м.

Южнее выделяется Восточно-Егурьяхская структура, оконтуренная изогипсой -2515м, размером 5,8х1,8 км и амплитудой 10м.

Юго-западнее выделяется Северо-Голевая структура в границах лицензионного участка она представляет структурный нос(мыс) в контуре изогипсы -2520м. Наиболее приподнятая ее часть расположена южнее.

По отражающему горизонту НБ₁₀ в пределах Марталлеровского лицензионного участка на северо-востоке выделяется Марталлеровское поднятие, оконтуренное изогипсой -2385 и имеет размеры 4,6х3,4км и амплитуду 20м.

Северо-Западнее выделяется Западно-Марталлеровская структура оконтуренная изогипсой -2400 и размеры 2,8х2,4 км и амплитуду менее 5 м.

Южнее закартирована Южно-Марталлеровская структура представляющая собой структурный нос(мыс) в контуре изогипсы -2365м

На востоке выделяют Северо-Егурьяхскую-1 структуру оконтуренную изогипсой -2370м, структура имеет размеры 2,1х2,3км и амплитуду менее 5м.

На юге карты выделяется Северо-Голевая структура, оконтуренная изогипсой -2340м. Имеет размеры 4,5х4км и амплитуду менее 10м.

Таким образом, в пределах Марталлеровского лицензионного участка по отражающим горизонтам верхней юры и нижнего мела выделяются малоамплитудные небольшие по размерам локальные поднятия с которыми

могут быть связаны структурные, а возможно и комбинированные ловушки, перспективные для формирования залежей нефти.

Исследуемый лицензионный участок территориально расположен в Среднеобской нефтегазовой области (НГО), в пределах Вартовского НГР. /5,6/

В целом нефтегазоносность Вартовского нефтегазоносного района связана с толщей пород осадочного чехла с раннеюрского до верхнемелового возраста включительно. Но основные залежи на большинстве месторождений связаны с тюменской, васюганской, мегионской и вартовской(ванденской) свитами.

Определенный интерес в Вартовском нефтегазоносном районе представляют и доюрские образования в сводах поднятий по отражающему горизонту А, к которым приурочены предполагаемые зоны разуплотнения. На Северо-Варьеганском месторождении на глубине 3320м в доюрских отложениях выявлена нефтяная залежь с газовой шапкой.

В мезозойских отложениях по сходству фациальных условий накопления осадков, формированию ловушек и залежей углеводородов, обладающими близкими свойствами и параметрами в рассматриваемом районе выделяют снизу вверх следующие нефтегазоносные комплексы: нижне-среднеюрский, келловей-кимериджский, кимеридж-волжский, берриас-валанжинский, валанжин-готерив-барремский, аптский и сеноманский. На ближайших к исследуемому участку месторождениях залежи нефти выявлены чаще всего в нижне-среднеюрском, келловей-кимериджском, берриас-валанжинском и валанжин-готерив-барремском комплексах.

Нижне-среднеюрский нефтегазоносный комплекс связан преимущественно с континентальными породами котухтинской (горелой) и тюменской свит, накапливающимися, соответственно, в бассейновых и озерно-аллювиальных условиях. Продуктивность комплекса доказана как в

нижнеюрских (горизонты ЮВ₁₀, ЮВ₁₁) так и в среднеюрских (горизонты ЮВ₂-ЮВ₉) отложениях. /6/

Основные залежи в верхней юре чаще всего выявлены в васюганской свите (келловей-кимериджский комплекс) в горизонте ЮВ₁. С этим горизонтом связаны залежи на Егурьяхском, Северо-Егурьяхском, Южно-Рославльском и других месторождениях.

Продуктивен горизонт ЮВ₁ и в пределах исследуемого участка на Марталлеровском месторождении залежь нефти выявлена в пласте ЮВ₁¹ при испытании его в скважине 90П. Получен приток нефти дебитом 79м³/сут. Пласт ЮВ₁¹ в разрезе скважины 90П представлен тремя песчаными пропластками толщиной 2,2, 2,4 и 5,2м разделенными глинистыми разностями. Параметры коллекторов, принятые при подсчете запасов нефти составляют: пористость- 0,17, проницаемость- 0,09мкм² (по аналогии с пластом ЮВ₁¹ Северо-Егурьяхского месторождения), нефтенасыщенность -0,57, средневзвешенная эффективная нефтенасыщенная толщина -6,3-6,9м.

Залежь пластовая сводовая, неправильной формы, вытянутая в юго-западном направлении ВНК принят на а.о. -2710м. Высота залежи 21м.

Залежи нефти в ачимовском комплексе выявлены на Мартовском, Западно-Новоаганском, Аганском и других месторождениях.

Характерной особенностью ачимовской толщи является невыдержанность по простиранию пластов песчаников и алевролитов, их клиноформное залегание на многих площадях, повышенная карбонатность и низкие фильтрационно-емкостные свойства, увеличение общей толщины, как правило, от сводов поднятий к погруженным участкам.

Непосредственно на Марталлеровском лицензионном участке в ачимовском нефтегазоносном комплексе залежь нефти выявлена на одноименном месторождении. При испытании пласта Ач₁ в интервале глубин 2586-2591м(а.о.-2515,8-2520,8м) в скважине 90П получен приток нефти

дебитом $3,6\text{ м}^3/\text{с}$ при среднем динамическом уровне 1199м. ВНК залежи принят на а.о. -2548м. Высота залежи 32м. Залежь по типу литологически экранированная вытянутая с северо-востока на юго-запад, морфология залежи очень сложная. Параметры коллекторов, принятые при подсчете запасов нефти составляют: пористость-0,17, нефтенасыщенность-0,53, средневзвешанная эффективная нефтенасыщенная толщина -2,2-2,9м.

Судя по результатам бурения поисковых скважин на Марталлеровском участке наиболее важным по результатам испытания является васюганский нефтегазоносный комплекс, из пласта ЮВ₁¹ на Марталлеровском месторождении получен приток нефти дебитом $79\text{ м}^3/\text{сут}$.

Как следует из приведенных выше материалов в пределах Марталлеровского лицензионного участка по аналогии с соседними месторождениями и по результатам бурения поисковых скважин, опробования в них перспективных горизонтов, интерпретация материалам ГИС непосредственно в пределах участка, перспективными для поисков залежей являются пласты тюменской, васюганской свит, ачимовской толщи и неокомского комплекса.

По результатам сейсморазведки выявлены и подготовлены небольшие, малоамплитудные поднятия в юрских и нижнемеловых отложениях для постановки поисково-оценочного бурения: Северо-Егурьяхское-1, Западно-Марталлеровское, Южно-Марталлеровское, Северо-Голевое.

На Марталлеровском поднятии выявлено одноименное месторождение с залежами в пластах ЮВ₁¹, ачимовской толщи и БВ₁₀¹.

Для поиска новых залежей на подготовленных структурах, перечислены выше, рекомендуется заложение трех поисково-оценочных скважин. Цель их бурения уточнение структурных построений и геологической модели структур, изучение разреза, выделение перспективных горизонтов и пластов-коллекторов, выявление залежей в них, оценка их добывных возможностей,

получение информации по подсчетным параметрам, подсчет запасов по категориям C_1 и C_2 , обоснование необходимости дальнейших разведочных работ.

Основой для выбора мест заложения рекомендуемых скважин послужили структурные карты по отражающему горизонтам ЮВ₁, Ач₂, НБВ₁₀ (БВ₁₀), схемы совмещенных прогнозных контуров нефтеносности горизонтов (пластов) ЮВ₂, ЮВ₁, Ач₂⁰⁻¹, и БВ₁₀¹, схемы прогнозных нефтенасыщенных толщин этих пластов.

Рекомендуемый комплекс ГИС определяется необходимостью решения задач по литологическому расчленению разреза, выделению коллекторов, определению их емкостных свойств и насыщения, построению геологической модели месторождения, подсчету запасов УВ и оценки технического состояния скважин в процессе строительства, в соответствии с технической инструкцией по проведению ГИС в скважинах. /7/ В комплекс ГИС включены основные методы, обязательные для применения во всех поисковых скважинах.

Геофизические исследования скважин выполняются в масштабе 1:500 по всему стволу и в масштабе 1:200 в перспективных интервалах.

Изучение литологического строения разреза обеспечивают:

-стандартный каротаж(КС+ПС) -акустический каротаж(АК).

Оценку геометрии ствола и положения скважины в пространстве:

-кавернометрия скважины

-инклинометрия скважины(ИС), с точками замера через 20м.

Выделение коллекторов, определение их типа и оценка параметров:

-стандартный каротаж(КС+ПС)

-боковой каротаж(БК)

-гамма каротаж + нейтронный гамма каротаж(ГК+НТК)

-гамма-гамма каротаж(ГГК)

- акустический каротаж(АК)
- индукционный каротаж(ИК)
- нейтрон-нейтронный каротаж(ННК)
- кавернометрия скважины.

В рекомендуемых скважинах предусматривается опробование в открытом стволе выявленных по ГИС перспективных горизонтов (ЮВ2, ЮВ1, Ач1-2, БВ10-0) с целью предварительной оценки их нефтеносности, а также выявления пластов-коллекторов и их параметров. Опробование осуществляется сверху вниз испытанием пластов на трубах.

Для установления промышленной нефтеносности пластов, оценки их продуктивной характеристики и получения других необходимых данных для подсчета запасов нефти рекомендуется испытание продуктивных горизонтов в эксплуатационной колонне (снизу-вверх). Интервалы испытания в колонне определяются на основе данных, полученных при отборе керна, шлама, ГИС и опробования в открытом стволе.

Заключение.

Бурение скважин даст возможность оценить размеры и геометрическую форму залежей. Опробование позволит охарактеризовать физико-химические свойства пластовых флюидов в поверхностных и пластовых условиях, положение межфлюидальных контактов, гидродинамическую характеристику пластов-коллекторов, а материалы ГИС, вместе с лабораторным изучением керна - фильтрационно-емкостные свойства коллекторов и их насыщенность.

Все это даст возможность произвести геолого-экономическую оценку выявленных залежей и наметить объемы геологоразведочных работ для доразведки.

Список использованных источников

1. МЕЛЬНИКОВ В.В., КОПЫЛЬЦОВ А.А. Отчет, «Проведение обработки и интерпретации материалов детальных сейсморазведочных работ 3D на Егурьяхско-Марталлеровской площади». Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг», «КогалымНИПИнефть» в г. Тюмени, 2013 г.
2. В.С.Шейн. Геология и нефтегазоносность России. М.:ВНИГНИ, 2012.
3. Региональные стратиграфические схемы мезозойских и кайнозойских отложений Западно-Сибирской равнины. Тюмень, 1991.
4. Боярских Г.К. Тектоническое районирование ортоплатформенного чехла Западно-Сибирской геосинеклизы. Тюмень, 1990.
5. Атлас «Геология и нефтегазоносность Ханты-Мансийского автономного округа» / Шпильман В.И. и др.; НАЦ РН им. В.И.Шпильмана. – Ханты-Мансийск, 2004.
6. Нефтегазоносные комплексы Западно-Сибирского бассейна. М.Я.Рудкевич, А.С. Озерская, Н.Ф.Чистякова 1998.
7. Техническая инструкция по проведению геофизических исследований в скважинах. М.: Недра, 1985.
8. Методические указания по оптимизации условий отбора керн и количества учитываемых образцов. Москва, 1983.
9. Левянт, В.Б., Ампилов Ю.П. и др. Методические рекомендации по использованию данных сейсморазведки 2Д, 3Д для подсчета запасов нефти и газа [Текст]: Москва, Геоинформарк - 2004.– 286 с.
10. Классификация запасов и ресурсов нефти и горючих газов. 2014.
11. Методические рекомендации по подсчету геологических запасов нефти и газа объемным методом. – М.-Тверь, 2003.