

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 строение, нефтегазоносность и обоснование доразведки
Восточно-Мытаяхинского месторождения**

АВТОРЕФЕРАТ ДИПЛОМНОЙ РАБОТЫ

студента 5 курса 551 группы
специальности 21.05.02 -
прикладная геология
геологического факультета
Алимова Рафаэля Фяритовича

Научный руководитель
кандидат геол.-мин. н., доцент

_____ М.П. Логинова
подпись, дата

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

_____ А.Д. Коробов
подпись, дата

Саратов 2016

Введение

В настоящее время в пределах Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции основная часть месторождений уже открыта. Слабо изученными остаются более глубокие этажи разведки, связанные с отложениями фундамента и переходного пермско-триасового комплекса, а также шельф Карского моря. Основной прирост промышленных запасов нефти сейчас происходит при доразведке уже открытых залежей в процессе эксплуатации, которая позволяет оценить непромышленные запасы категории C_2 и прирастить запасы категории C_1 .

Целью дипломной работы является обоснование доразведки залежей пластов AC_{11}^{01-1} и $ЮC_2^1$ Восточно-Мытаяхинского месторождения.

Задачами дипломной работы являлось изучение геологического строения месторождения, включая сведения о литологии, стратиграфии, структурных планах, характере нефтегазоносности с целью рекомендаций на дальнейшее продолжение доразведки основных залежей.

При подготовке дипломной работы использован фактический материал, собранный автором во время преддипломной практики, а также опубликованные и фондовые источники.

Дипломная работа включает в себя 5 глав (геолого-геофизическая изученность, литолого-стратиграфическая характеристика разреза, тектоника, нефтегазоносность, обоснование доразведки залежей пластов AC_{11}^{01-1} и $ЮC_2^1$), введение, заключение и содержит 55 страниц текста, 2 рисунка, 6 таблиц, 7 графических приложений. Список использованных источников включает 15 наименований.

Основное содержание работы

Объектом исследования данной дипломной работы является Восточно-Мытаяхинское месторождение, расположенное на территории Сургутского района Ханты-Мансийского автономного округа. Месторождение открыто в 2002 году, опытно-промышленные работы начаты в 2009 году.

Открытию месторождения предшествовало изучение площади сейсморазведкой МОВ, КМПВ, гравиразведкой, геохимической съемкой. Открытие и освоение Восточно - Мытаяхинского месторождения осуществлялось комплексно в 3 этапа.

На 1 этапе была проведена геолого-геоморфологическая съемка, выявлены различные тектонические структуры 1 и 2 порядков, подготовлено под глубокое бурение значительное количество антиклинальных структур различного порядка, открыты месторождения нефти: Ай-Пимское, Биттемское, Верхне-Ляминское, Камыньское, Студеное, Сыньеганское, Туманное и другие.

На 2 этапе проведены сейсморазведочные работы МОВ ОГТ. С 1989 по 1996 гг. пробурены 5 поисково-разведочных скважин.

На 3 этапе на изучаемой площади проведена трехмерная сейсморазведка ЗД. Выделены и оконтурены структурно-стратиграфические ловушки в отложениях нижней, средней юры, перспективные ловушки ачимовской толщи; спрогнозированы структурно-литологические ловушки в пластах БС₄, БС₆; выделены предполагаемые участки развития трещиноватых коллекторов баженовской свиты. Изучено строение пластов АС₁₁ и БС₄¹ на Восточно-Картурском и Сыхтынглорском поднятиях. Уточнено положение ВНК по пласту АС₁₁. За 1997-1999 гг. пробурено 8 поисково-разведочных скважин.

Общий объем поисково-разведочного бурения составил 19 поисковых и 29 разведочных скважин, общим метражом 43932 м, установлена нефтегазоносность неокомских (нижнемеловых) и юрских отложений. Объем эксплуатационного бурения составил 420 скважин, из них 4 – углубленные скважины.

На месторождении проведены сейсморазведочные работы по методу МОВ ОГТ 2Д с плотностью наблюдений 2,361 пог.км/км². Проведены детальные сейсморазведочные работы по методу ОГТ 3Д в объеме 491,2 км².

Начальные извлекаемые запасы нефти месторождения составляют 18,8 млн.т. По запасам изучаемое месторождение относится к категории мелких, по геологическому строению – к сложным.

На месторождении основными разрабатываемыми объектами являются залежи пластов АС₁₁ и ЮС₂¹. Доля запасов категории С₂ по пласту АС₁₁⁰¹⁻¹ составляет 60%. Доля запасов категории С₂ по пласту ЮС₂¹ составляет 70% от геологических.

Геологический разрез изучаемой территории и месторождения представлен песчано-глинистыми отложениями мезозойско-кайнозойского возраста, которые подстилаются метаморфизированными доюрскими породами.

Доюрское основание на Восточно-Мытаяхинском месторождении не вскрыто, но на соседних месторождениях представлено аргиллитами, песчаниками, а также гранитами. Вскрытая толщина доюрского основания - 100 м. На выветрелых палеозойских образованиях, относящихся к консолидированному фундаменту, залегает осадочный чехол, общая мощность которого составляет в пределах месторождения 3123-3470 м.

Разрез осадочного чехла начинается с отложений мезозойской эратемы, которая включает юрскую и меловую системы.

Юрские отложения включают горелую, тюменскую, абалакскую и баженовскую свиту, и представлены они в основном песчано- алевролитовыми породами и аргиллитами. Песчаники и алевролиты верхней части тюменской свиты являются коллекторами и содержат нефтяные залежи (пласт ЮС₂¹). Мощность юрских отложений составляет 313-410 м.

Меловая система представлена отложениями ахской, черкашинской, алымской, викуловской, ханты-мансийской, уватской, кузнецовской,

берёзовской и ганькинской свит, по составу преимущественно терригенными. Песчаники и алевролиты нижней части черкашинской свиты являются коллекторами и содержат нефтяные залежи (пласт АС₁₁). Толща верхнего мела - палеогена играет роль регионального флюидоупора. Мощность меловых отложений - 1920-2100 м.

В составе палеогеновой системы в данном районе выделяются морские осадки талицкой, люлинворской и тавдинской свит и континентальные отложения атлымской, новомихайловской и туртасской свит. Мощность палеогеновых отложений составляет 840-910 м.

Район исследований характеризуется наличием мощной толщи осадков четвертичного возраста, несогласно залегающих на отложениях палеогена. Это суглинки, пески, глины, галечники и торфяники. Мощность четвертичных отложений составляет 50 м

В региональном тектоническом плане Восточно-Мытаяхинское месторождение расположено в пределах Западно-Сибирской эпигерцинской плиты. Согласно тектонической карте центральной части Западно-Сибирской плиты под редакцией В.И.Шпильмана, исследуемая площадь расположена на севере Фроловской мегавпадины в зоне сочленения Туманного вала и Вынглорской котловины, которые осложнены локальными поднятиями III, IV порядка - Мытаяхинским и Хошиплорским [1].

В отложениях пласта ЮС₂ можно выделить два комплекса осадков – континентальный и переходный. Континентальный комплекс представлен преимущественно аллювиальными отложениями. Переходный комплекс сложен породами, сформировавшимися в процессе трансгрессии моря при смене обстановки осадконакопления с типично континентальной на морскую, при этом накопление отложений происходило преимущественно в спокойных условиях седиментации низкоэнергетической береговой линии. Нижняя часть пласта ЮС₂ формировалась в континентальных условиях, к переходному типу отнесены отложения верхней части пласта ЮС₂.

Отложения пласта AC_{11} развиты неравномерно, в виде отдельных самостоятельных песчано-алевритовых тел, представляющих собой осадки конусов выноса, сформировавшихся на склоновой части палеошельфа или дельтовой равнины (условно - клиноформные отложения). Их формирование проходило в условиях лавинной седиментации, связанной с регрессией моря, последовавшей после пимской трансгрессии. При этом происходил лавинный сброс накопленного на шельфе терригенного материала на более глубокий уровень седиментации.

По кровле коллектора продуктивного пласта $ЮС_2^1$, изучаемый участок представляет собой моноклиальное погружение отложений, которое осложняется отдельными приподнятыми и погруженными участками. Кровля пласта $ЮС_2^1$ погружается с юга на северо-восток от абсолютных отметок -2780 м до -2930 м. Амплитуда погружения составляет 150 м. В центральной и юго-восточной частях отмечаются фациальные замещения пласта-коллектора на непроницаемые отложения.

По кровле коллектора продуктивного пласта AC_{11}^{01-1} , в пределах изучаемого района отмечается также моноклиальное погружение отложений, осложненное отдельными приподнятыми и погруженными участками. Кровля пласта AC_{11}^{01-1} погружается с юго-востока на северо-запад от отметок -2580 м до -2840 м. Амплитуда погружения – 260 м. На фоне моноклиального погружения пласта AC_{11}^{01-1} также отмечаются фациальные замещения пород-коллекторов на непроницаемые отложения, кроме этого развиты многочисленные врезы древних речных долин.

Таким образом, для исследуемой территории характерно смещение структурных планов пластов $ЮС_2^1$ и AC_{11}^{01-1} с постепенным выполаживанием тектонических элементов вверх по разрезу. При формировании пластов $ЮС_2^1$ и AC_{11}^{01-1} первостепенную роль играли литологический и структурный факторы. Поэтому выявленные ловушки можно отнести к комбинированному типу (по А. Леворсену).

Восточно-Мытаяхинское нефтяное месторождение расположено в пределах Приобского нефтегазоносного района, в восточной части Фроловской нефтегазоносной области, Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции [2]. Этаж нефтеносности охватывает комплекс осадочных пород от среднеюрского до нижнемелового возраста мощностью от 595 до 730 м.

Всего на месторождении выявлено семнадцать залежей нефти; 13 залежей в пластах AC_{11} и 4 залежи в пласте $ЮС_2^1$. Промышленные запасы сосредоточены в отложениях нижнего мела - пласты AC_{11}^0 , AC_{11}^{01-1} , AC_{11}^{01-2} , AC_{11}^{01-3} , AC_{11}^{02} , и средней юры - пласт $ЮС_2^1$.

Породы – коллекторы пласта $ЮС_2^1$ представлены песчаниками мелко-, среднезернистыми и алевролитами. Открытая пористость варьирует от 13,5 до 20,3% и в среднем по пласту составляет 15,4%. Среднее значение проницаемости по пласту составляет $0,6 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$ при вариации от 0,1 до $5,6 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$. Коэффициент расчлененности - 1 - 7 при среднем значении 3. Средняя толщина проницаемого интервала – 1,22 м, при средней эффективной толщине пласта – 3,6 м. Коэффициент песчанистости – 0,19. Нефтенасыщенность составляет в среднем – 54,6%.

Залежь 1 - основная, по типу пластовая сводовая литологически экранированная, размеры составляют 19х9,5-16,5 км, высота 60,5 м. Залежь вскрыта 15 поисково-разведочными скважинами и 24 эксплуатационными скважинами, в том числе четыре углубленных эксплуатационных скважины на глубинах 2929,4 - 2979,4 м (а.о. -2830,8-2881,8 м). Эффективные нефтенасыщенные толщины изменяются от 0,6 до 15,0 м. ВНК принят условно на а.о.-2891,3 м, соответствующей подошве нижнего нефтенасыщенного коллектора в скв.7543Р. При испытании скважин без ГРП получен дебит нефти от 0,37 м³/сут., при среднем динамическом уровне (СДУ)=1039,5 м в скважине 7519П, до 3,68 м³/сут., при СДУ=1172,5 м в скважине 7542Р. В скважинах 7538П и 7543Р при испытании в процессе бурения притока не получено, в скважине 7541Р получен фильтрат бурового раствора (ФБР) с пятнами нефти. В

углубленной скважине 713 при испытании, с применением ГРП, на 6 мм штуцере получен дебит – 73,5 м³/сут. На участках, запасы которых отнесены к категории С₁ при испытании без ГРП получен дебит нефти – 3,68 м³/сут., с ГРП – 73,5 м³/сут. На участках с запасами категории С₂ без ГРП получены дебиты нефти от 0,43 до 1,2 м³/сут.

Как показывают результаты анализа поверхностных проб, дегазированная нефть малосернистая (в среднем 0,38%), малосмолистая (в среднем 4,88%), парафиновая (в среднем 4,25%), легкая (в среднем 0,837 г/см³), маловязкая (в среднем 6,94 мПа·с при 20⁰С), с выходом фракций до 300⁰С около 47%.

Породы–коллекторы пласта АС₁₁ представлены серыми, а в случае нефтенасыщения бурыми песчаниками мелкозернистыми алевритовыми и алевролитами крупнозернистыми песчанистыми с глинистым и карбонатно-глинистым цементом. Большая часть пород (73,6%) имеет пористость от 16 до 18%. Проницаемость составляет 1,4*10⁻³ мкм² при вариации от 0,3 до 14,7*10⁻³ мкм². Водоудерживающая способность пород горизонта АС₁₁ варьирует в диапазоне 36-75% и в среднем является высокой – 62%. Расчлененность пласта в среднем равна 8 и изменяется от 1 до 15. Средняя толщина проницаемого интервала –1,3 м, при средней эффективной толщине – 9,6 м. Коэффициент песчаности – 0,03-0,39 при среднем значении 0,16. Нефтенасыщенность - от 30,3 до 74,5% при среднем значении – 47,5%.

В пласте АС₁₁⁰¹⁻¹ выделены четыре залежи нефти.

Залежь 1 по типу пластовая сводовая литологически экранированная, размеры залежи составляют 13х15,2 км, высота 113,6 м. Залежь вскрыта 10 поисково-разведочными и 40 эксплуатационными скважинами на глубинах 2740,4-3113,8 м (а.о. от –2635,4 до -2732,6 м). Эффективные нефтенасыщенные толщины изменяются от 0,6 до 11,0 м. ВНК принят на а.о. -2749,0 м, соответствующей кровле водонасыщенного коллектора в скв.7114П. При испытании скважин без ГРП получен дебит нефти от 0,34 м³/сут., при СДУ=1082,7 м в скважине 7528Р, до 7,2 м³/сут., при СДУ=1025 м в скважине

7516P (совместно с пластами AC_{11}^{01-2} , AC_{11}^{01-3}). При испытании с применением ГРП в скважине 7527P получена пленка нефти +гель дебитом 2,32 м³/сут., при СДУ=1226,5 м, и в скважине 7519П совместно с пластом AC_{11}^{01-2} получен дебит – 13,5 м³/сут. на 6 мм штуцере. На участках, запасы которых отнесены к категории C_1 при испытании без ГРП получен дебит нефти – 7,2 м³/сут., с ГРП – 13,5 м³/сут. На участках с запасами категории C_2 без ГРП получен дебит нефти – 0,34 м³/сут., с ГРП получена пленка нефти +гель дебитом 2,32 м³/сут.

По материалам исследований дегазированная нефть характеризуется как, преимущественно, малосернистая (0,12-0,75% масс. при среднем 0,48%), малосмолистая (3,10-9,32% масс. при среднем 6,58%), парафиновая (2,0-7,0% масс. при среднем 3,06%), средней плотности (в среднем 0,860 г/см³), средней вязкости (3,04-30,66 мПа·с при среднем 14,61 мПа·с – при стандартной температуре 20⁰С), с выходом фракций до 300⁰С около 42%.

Таким образом, в пластах $ЮС_2^1$ и AC_{11}^{01-1} установлено по 4 залежи нефти. Из залежей этих пластов основными по размерам и запасам являются залежи под номером 1. Значительная часть запасов является предварительно оцененной по категории C_2 , что свидетельствует о необходимости уточнения строения залежей и приращения запасов промышленной категории C_1 .

На месторождении основными объектами доразведки являются залежи пластов AC_{11}^{01-1} и $ЮС_2^1$. Для этих залежей характерна слабая изученность бурением, сложный характер развития и строения коллекторов, кроме этого для залежи 1 пласта $ЮС_2^1$ ВНК принят условно. Изучение пластов AC_{11}^{01-1} и $ЮС_2^1$ показало, что для них характерна невыдержанность по мощности и площади, изменение фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) как по вертикали, так и по латерали, значительная степень расчлененности и большая доля запасов категории C_2 . Следовательно, по пласту AC_{11}^{01-1} рекомендуется доразведка нефтяной залежи 1, которая характеризуется большой площадью нефтеносности по сравнению с остальными залежами, кроме этого

соотношение запасов категории C_1 к C_2 составляет условно 40% / 60%. По пласту ЮС₂¹ рекомендуется доразведка также основной нефтяной залежи 1, ввиду значительной площади нефтеносности относительно остальных залежей и соотношения запасов категории C_1 к C_2 , которая составляет условно 30% / 70%. С целью уточнения строения залежей и перевода запасов из категории C_2 в C_1 залежи 1 пласта АС₁₁⁰¹⁻¹ и залежи 1 пласта ЮС₂¹ рекомендуется бурение двух разведочных скважин №1Р и №2Р.

Скважину №1Р рекомендуется заложить на расстоянии 2,5 км к северо-западу от скважины №7527Р, скважину №2Р рекомендуется заложить на расстоянии 1,8 км к юго-востоку от скважины №7543Р. Проектная глубина для обеих скважин составляет 3000 м, проектный горизонт – верхняя подсвита тюменской свиты.

В процессе бурения скважин №1Р и №2Р Восточно-Мытаяхинской площади рекомендуется провести следующий комплекс исследований: отбор керна и шлама, ГИС, ГТИ, опробование и испытание, ГДИС, лабораторные исследования [3].

Таким образом, в результате проведения рекомендуемых мероприятий и получения промышленных притоков в проектных скважинах, ожидаемый прирост запасов категории C_1 по залежи 1 пласта АС₁₁⁰¹⁻¹ составит 1,7 млн.т (16%). Ожидаемый прирост запасов категории C_1 по залежи 1 пласта ЮС₂¹ также составит 1,7 млн.т (31%).

Заключение

Восточно–Мытаяхинское месторождение находится на стадии опытно – промышленной разработки с 2009 года. Нефтеносными на месторождении являются песчано–алевритовые коллекторы тюменской и черкашинской свит. На месторождении установлено семнадцать залежей нефти: в пласте АС₁₁⁰ 13 залежей нефти, и в пласте ЮС₂¹ 4 залежи нефти.

По состоянию на 01.01.2013 на месторождении в эксплуатации находились два объекта разработки АС₁₁⁰ и ЮС₂¹. Объект АС₁₁⁰ совместно эксплуатируется с объектом ЮС₂¹. Запасы залежей пластов АС₁₁⁰¹⁻¹ и ЮС₂¹ оценены по категориям С₁ и С₂, величина запасов категории С₂ составляет 60% и 70% от начальных геологических соответственно. Залежи данных пластов требуют доразведки.

С целью доразведки Восточно-Мытаяхинского месторождения рекомендуется бурение разведочных скважин №1Р и №2Р, проектная глубина которых составляет 3000 м, проектный горизонт – верхняя подсвита тюменской свиты, а также проведение в скважинах комплекса геолого–геофизических и геолого–технологических исследований, опробования и испытания пластов. В случае получения промышленного притока запасы залежей пластов АС₁₁⁰¹⁻¹ и ЮС₂¹ в радиусе дренажа скважин будут переведены из категории С₂ в категорию С₁, ожидаемый прирост запасов составит 1,7 млн.т (16%) и 1,7 млн.т (31%) соответственно.

Список использованных источников

1. Мегакомплексы и глубинная структура земной коры Западно-Сибирской плиты / Под ред. В.С. Суркова. М.: Недра, 1986. 149 с.
2. Колотухин, А.Т., Астаркин, С.В., Логинова, М.П. Нефтегазоносные провинции России и сопредельных стран. Саратов: ООО Издательский центр “Наука” 2013.
3. Спиридонов, Б.И. Разведочное бурение. Методические указания, Томск, издательство ТПУ, 1991.