

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 доразведки залежей тюменской свиты и поисков  
залежей в доюрском комплексе  
Сыморьяхского месторождения  
(Тюменская область)

АВТОРЕФЕРАТ ДИПЛОМНОЙ РАБОТЫ

студента 6 курса 611 группы  
21.05.02-специальности «Прикладная геология»  
геологического факультета  
Верхова Александра Александровича

Научный руководитель

кандидат геол.– мин. наук, доцент \_\_\_\_\_ А.Т. Колотухин

Зав. кафедрой

доктор геол.-мин. наук, профессор \_\_\_\_\_ А.Д. Коробов

Саратов 2017

## Введение

В Западной Сибири выделяют 11 нефтегазоносных областей. Часть неразведанных ресурсов нефти и газа прогнозируется в Приуральской нефтегазоносной области, куда входит объект изучения дипломной работы - Сыморьяхское нефтяное месторождение.

Сыморьяхское нефтяное месторождение расположено на территории Советского района Ханты-Мансийского автономного округа Тюменской области.

Месторождение открыто в 1987 году скв.10137Р, при опробовании которой получен приток нефти из отложений тюменской свиты (пласты  $T_1$  и  $T_2$ ).

Целью дипломной работы является обоснование доразведки уже известных, но слабо изученных участков залежей тюменской свиты Сыморьяхского месторождения, попутное опосредованное обнаружение оснований, определение оптимального числа и местоположения разведочных скважин.

В процессе подготовки дипломной работы должны быть решены следующие задачи:

- собран и проанализирован геолого-геофизический материал;
- проанализированы литологические особенности продуктивных пластов, характер их распространения по площади;
- уточнено положение ВНК в залежах пластов тюменской свиты на участках, где будут рекомендованы разведочные скважины;
- проведен анализ результатов испытания в пробуренных скважинах.

В основу дипломной работы положены собранные во время преддипломной практики материалы сейсмических исследований, проведенных в пределах рассматриваемой территории, данные бурения поисковых, разведочных и эксплуатационных скважин, использованы прогнозные оценки нефтегазоносности, содержащиеся в научных и производственных отчётах.

Дипломная работа состоит из введения, 5 глав, заключения и содержит 51 страницу текста, 2 таблицы, 3 рисунков, 9 графических приложений. Список использованных источников включает 11 наименований.

### **Основное содержание работы**

Планомерное изучение геологического строения западной части Западно-Сибирской низменности, в пределах которой находится Шаимская группа месторождений, проводилось в 1952-1958 гг. Были выполнены аэромагнитная съемка, аэрогравиметрическая съемка, площадная гравиметрическая съемка, площадные сейсморазведочные работы МОВ и ОГТ, а также проводилось бурение опорных, параметрических, поисково-оценочных, разведочных и эксплуатационных скважин.

После проведения этих работ были построены схемы тектонического строения фундамента и платформенного чехла плиты с выделением крупных тектонических элементов.

На изучаемой территории в разные годы сейсморазведкой ЗД выделены крупные структуры Навская, Сыморьянская, Стариковская, Триюртинская и Галлейская. Геологическое строение месторождения изучено по материалам сейсморазведочных работ в совокупности с данными поискового, разведочного и эксплуатационного бурения. Сыморьяхское месторождение открыто в 1987 году скв. 10137Р, пробуренной в своде Галлейской структуры, при опробовании которой получен приток нефти дебитом  $5.7 \text{ м}^3/\text{сут}$  из отложений тюменской свиты (пласты  $T_1$  и  $T_2$ ) [1,2].

Сыморьяхское месторождение является многопластовым и сложным по геологическому строению. Промышленные скопления нефти в пределах Сыморьяхского месторождения установлены в терригенных отложениях тюменской свиты среднеюрского возраста, выделяются три продуктивных песчаных пласта  $T_1$ ,  $T_2$  и  $T_3$ . Остались недоизученными отдельные участки уже выявленных залежей. Не охвачены поисковым и разведочным бурением Олымский и Северо-Галлейский прогибы [3,4].

В геологическом строении исследуемой площади по данным глубокого бурения принимают участие мезозойско-кайнозойская толща осадочного чехла и породы доюрского основания, имеющие гетерогенный состав. Осадочный чехол на Сыморьяхском месторождении представлен мощной толщей (до 2400м) терригенных песчано-глинистых пород мезозоя и кайнозоя, залегающих на эрозионной поверхности доюрских образований.

Характеристика юрских отложений и пород доюрского основания дается по фактическому материалу, полученному по скважинам, пробуренным на месторождении. Вышезалегающие отложения меловой, палеогеновой и четвертичной систем на Сыморьяхском месторождении керном не охарактеризованы и описание их приводится по результатам изучения керном на соседних площадях Шаимскогонефтегазоносного района.

Разрез Сыморьяхского месторождения характеризуется литологическими замещениями, выклиниванием песчаных пластов, значительными изменениями толщин. Резкое сокращение общей толщины разреза отмечается к наиболее приподнятым участкам доюрского основания.

Основным продуктивным комплексом на месторождении является тюменская свита, в которой развиты пласты коллекторы (песчаники, алевролиты) и разделяющие их флюидоупоры (аргиллиты).

Сыморьяхское месторождение в тектоническом отношении приурочено к структуре I порядка – Верхне-Кондинской зоне прогибов Приуральской моноклизы.

Согласно карте тектонического районирования осадочного чехла Шаимского района в Верхне-Кондинской зоне прогибов выделяются положительные структуры II порядка: Супринский, Навский, Кандырский малый валы, а также Арантурское куполовидное поднятие. Сыморьяхское месторождение приурочено к Навскому валу, сочленяясь на севере с Супринским, а на юге - с Кандырским валами. Навский вал имеет прямолинейное северо-западное простирание и включает в себя пять локальных

поднятий III порядка: (с северо-запада на юго-восток) Навское, Сыморьинское, Триуртинское, Галлейское и Стариковское [1].

Навский вал по кровле доюрского основания оконтуривается изогипсами минус 1960-2060 м, вытянут в длину на 40 км; ширина вала в районе Сыморьинской структуры составляет около 9.5 км, сужаясь на юге Стариковской структуры до 1.5 км.

Верхний структурный этаж включает тюменскую свиту и представлен на подсчетных планах, построенных по кровле коллекторов продуктивных пластов  $T_1$ ,  $T_2$  и  $T_3$ . На структурных картах прослеживается полное совпадение структурных планов пластов  $T_1$ ,  $T_2$  и  $T_3$  и поверхности доюрского основания. Сохраняются региональный наклон, пространственная ориентировка и конфигурация основных положительных и отрицательных структур. Однако строение структурных планов пластов  $T_2$  и  $T_3$  в значительной степени осложнено выступами доюрского основания, отличается большей амплитудностью и изрезанностью структурных форм, что обусловлено условиями седиментации (только в пониженных участках доюрского палеорельефа с постепенным его выполаживанием).

Также как и доюрское основание, терригенные отложения тюменской свиты дислоцированы, перемяты, деформированы во флексу-, горсто-, грабенообразные складки, раздроблены глубинными разломами и многочисленными малоамплитудными разрывными нарушениями, секущими породы в разных направлениях и под разными углами [5].

Таким образом, структурные планы юрских отложения Сыморьяхского месторождения повторяют очертания доюрского основания. Структурные планы пластов  $T_1$ ,  $T_2$ ,  $T_3$  имеют сложное строение. Структуры закартированные по кровле пластов  $T_1$ ,  $T_2$ ,  $T_3$  имеют сложную морфологию, небольшие размеры, осложнены тектоническими нарушениями и представлены локальными поднятиями-куполами и полукуполами, с амплитудами от 20 до 70 м. С ними связаны структурные тектонически нарушенные ловушки.

Сыморьяхское месторождение расположено в Приуральской нефтегазоносной области Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции и входит в состав Шаимской группы нефтяных месторождений.

На Сыморьяхском месторождении промышленно нефтеносными являются юрские отложения.

Залежи нефти Сыморьяхского месторождения приурочены к сводам положительным структурам III порядка, наиболее крупные из них Сыморьянская и Стариковская структуры, меньших размеров – Навская, Галлейская и Триюртинская. Структуры осложнены разрывными нарушениями, часть из которых обладает экранирующими свойствами и влияет на геометризацию залежей. Наличие разрывных нарушений подтверждается сейсморазведочными работами 2Д и 3Д, а также значительной разницей уровня абсолютных отметок нефте- и водонасыщенных коллекторов.

Сыморьяхское месторождение является многопластовым и сложным по геологическому строению. В пределах месторождения продуктивные пласты имеют сложное литофациальное строение. На сводах поднятий общая толщина нижних горизонтов тюменской свиты сокращается до 17.0-30.0 м (скв. 10200П, 10221Р, 10223П, 10217П) и полного ее выклинивания (скв. 10245П). В направлении склонов и заливообразных прогибов толщина свиты постепенно увеличивается, например, 88.3 м в скв. 10234Р. В осевой части Олымского прогиба она достигает 126.1 м (скв. 10547П).

Продуктивные пласты  $T_1$ ,  $T_2$  и  $T_3$  Сыморьяхского месторождения сложены песчано-алевролитовыми прослоями, переслаиваемыми сглинистыми непроницаемыми породами. Они характеризуются резкими изменениями литологического состава, как по площади, так и по разрезу. Границами залежей и их участков являются контуры нефтеносности (ВНК), зоны выклинивания или замещения коллекторов, в ряде случаев экранами залежей являются дизъюнктивные нарушения.

По всем пластам выделяются две основные залежи: Центральная и Южная, связанные со структурными ловушками, осложненными литологическими

экранами и тектоническими нарушениями. Обе залежи имеют разноуровневые водонефтяные контакты и разделены друг от друга экранирующим дизъюнктивным нарушением F2, амплитуда которого составляет 25 м. На Центральной залежи пробурено 47 поисковых и разведочных и 49 эксплуатационных скважины, на Южной залежи пробурено 28 поисковых и разведочных и 85 эксплуатационных скважины.

Центральная залежь связана с наиболее высоким гипсометрическим положением, отделена от залежей соседнего Шушминского месторождения разрывными нарушениями F26, F17, F44, F45, F18. Залежи пластов T<sub>2</sub> и T<sub>3</sub> в значительной степени осложнены стратиграфическими несогласиями, как показано на приложениях Г и Д.

Южная залежь расположена гипсометрически ниже Центральной (по всем пластам T<sub>1</sub>, T<sub>2</sub>, T<sub>3</sub>) и осложнена малоамплитудными дизъюнктивными нарушениями, основная часть которых закартирована сейморазведочными работами 3Д, а также подтверждена разницей в отметках нефтеводонасыщенных коллекторов, насыщение которых доказано испытаниями пластов.

В Центральной и Южной частях на основных залежах наблюдаются значительные перепады (до 41 м) уровней ВНК. Для пласта T<sub>1</sub> ВНК выделяются на отметках минус 1924.4 и минус 1965.1 м (перепад 41 м); для пласта T<sub>2</sub> - на отметках минус 1944.2 и минус 1980.0 м (36 м); для пласта T<sub>3</sub> - на отметках минус 1955.3 м и минус 1988.0 м (33 м), как показано на приложениях И, К, Л. Значительная разница ВНК залежей обусловлена экранирующим влиянием дизъюнктивного нарушения F2, амплитуда которого 25 м. Нарушения меньшей амплитуды осложняют залежи, обуславливая их мелкоблочное строение.

Характеристика залежей нефти базируется на результатах бурения и испытания поисковых, разведочных и эксплуатационных скважин, на лабораторных исследованиях керна и на интерпретации материалов ГИС. Запасы нефти и растворенного газа на месторождении приурочены к коллекторам тюменской свиты пластам T<sub>1</sub>, T<sub>2</sub> и T<sub>3</sub>, которые отличаются друг от

друга по толщине, условиям залегания, фильтрационно-емкостным свойствам. Основными промышленными объектами являются пласты  $T_1$  и  $T_2$ .

По пласту  $T_1$  запасы подсчитаны по двум залежам (Южная и Центральная), включающих 6 участков, по пласту  $T_2$  - по двум залежам (Южная и Центральная), включающих 7 участков, по пласту  $T_3$  - по двум залежам (Южная и Центральная), включающих 5 участков. Выделенные подсчетные объекты связаны со структурными ловушками, осложненными литологическими экранами и тектоническими нарушениями.

Таким образом, для продуктивных пластов  $T_1$ ,  $T_2$  и  $T_3$  характерно:

1) наличие двух основных залежей, Центральной и Южной, ВНК в которых выделяются соответственно: на отметках минус 1924.4 и минус 1965.1 м для пласта  $T_1$ ; на отметках минус 1944.2 и минус 1980.0 м для пласта  $T_2$ ; на отметках минус 1955.3 м и минус 1988.0 м для пласта  $T_3$ ;

2) основные залежи осложнены более мелкими нарушениями, которые в значительной степени влияют на залежи пласта  $T_2$  и  $T_3$ , и в меньшей степени на залежи пласта  $T_1$ . Поэтому залежи пласта  $T_1$  имеют менее дробное строение, часть залежей для пласта  $T_1$  объединены одним ВНК (участки 1+1а Центральной залежи, участки 1+1а+2 и 6+6а Южной залежи);

3) стратиграфическое выклинивание характерно для Центральной залежи и северной части Южной, в большей степени для пласта  $T_3$  и в меньшей для пласта  $T_2$ .

Недостаточно изученными участками пластов  $T_1$ ,  $T_2$  и  $T_3$  являются в Центральной залежи участки 1, 1а и 2, в Южной залежи участок 2. Запасы здесь оцениваются по категории  $C_2$ [1].

Перспективным можно считать и доюрский комплекс в котором установлены нефтепроявления, в некоторых скважинах получены небольшие притоки нефти, а в пределах Стариковской структуры на юге месторождения получен промышленный приток нефти. О перспективах нефтеносности доюрского основания свидетельствует наличие приподнятых блоков,



ограниченных нарушениями и закартированных по материалам сейсморазведки и бурения.

В пределах Центральной залежи нефтепроявления в доюрских отложениях встречены в нескольких скважинах: скв.10217П- 10223П, 10226П, 10264Р. Из них в трех скважинах (10217П и 10226П –на Сыморьинском поднятии, 10223П– на Триуртинской структуре) при отдельном испытании получены притоки нефти. Все перечисленные скважины приурочены к эрозионным поднятиям доюрского основания Центральной залежи. Оценить запасы нефти на данной стадии изученности сложно, так как в скв.10217П и скв.10223П в интересующих интервалах отсутствуют каротажные записи ГИС.

В пределах Южной залежи в эксплуатационной скв.7118, пробуренной в районе скв.10640Р в южной части Стариковской структуры, вскрывшей локальный эрозионный останец, произведена перфорация доюрского основания в интервале 2119.5-2125.5 м, из которого получен приток нефти 50,5 т/сут.[1].

В окружающих скв.7119, 10237Р, 10257Р коллекторы в доюрском основании отсутствуют. Залежь пластовая, сводовая, размеры залежи 2,1х1,5км.

Объектом для опробования доюрского комплекса могут служить наиболее приподнятые поднятия и их склоны в доюрском основании граничащие с выявленными залежами в тюменской свите.

С целью доразведки залежей в тюменской свите и попутного опробования пласта КВ доюрского комплекса, рекомендуется бурение четырех независимых разведочных скважин.

В результате проведения поисков и доразведки Сыморьяхского месторождения должны быть решены следующие задачи[2]:

- уточнены площади нефтеносности и параметры залежей в пластах  $T_1$  и  $T_2$ , и переведены запасы нефти в промышленные категории на недоразведанных участках центральной и южной залежей;

- оценены перспективы нефтеносности пласта КВ в районах бурения рекомендуемых разведочных скважин.

Поскольку основными залежами по запасам месторождения являются залежи пластов  $T_1$  и  $T_2$ , и с ними связаны наибольшие запасы категории  $C_2$ , в качестве объектов для заложения разведочных скважин выбраны участки, по которым контуры запасов  $C_2$  по пластам  $T_1$  и  $T_2$  совпадают в плане. Такими участками являются северо-западная часть Навского поднятия (участок 1) Центральная залежь), юго-западная часть Триюртинского поднятия (участок 2) в пределах Центральной залежи и северный склон Галлейской структуры (участок 1).

Скважина 1Р закладывается в 200 м к югу от пересечения сейсмических профилей 5798109 и 5798136. Проектная глубина 1980 м. Проектный горизонт КВ. Цель бурения: уточнение строения северо-западной части Центральной залежи, получение дополнительной информации по подсчетным параметрам, а также прирост разведанных запасов залежей  $T_1$  и  $T_2$  за счет перевода предварительно оцененных запасов категории  $C_2$  в промышленные категории  $C_1$  и оценка нефтеносности пласта КВ.

Скважина 2Р закладывается в 150 м на северо-запад от скв. 10636 и в 50 м от пересечения сейсмических профилей 119014 и 5798136. Проектная глубина 2080 м. Проектный горизонт складчатый фундамент. Цель бурения: уточнение строения северо-западной части Центральной залежи, получение дополнительной информации по подсчетным параметрам, а также прирост разведанных запасов залежей  $T_1$  и  $T_2$  за счет перевода предварительно оцененных запасов категории  $C_2$  в промышленные категории  $C_1$  и оценка нефтеносности пласта КВ.

Скважина 3Р закладывается в 250 м на юго-запад от скв. 10223 на пересечении сейсмических профилей 1194020 и 5798115. Проектная глубина 2020 м. Проектный горизонт складчатый фундамент. Цель бурения: уточнение строения северо-западной части Центральной залежи, получение дополнительной информации по подсчетным параметрам, а также прирост разведанных запасов залежей  $T_1$  и  $T_2$  за счет перевода предварительно

оцененных запасов категории  $C_2$  в промышленные категории  $C_1$  и оценка нефтеносности пласта КВ.

Скважина 4Р закладывается в 180 м на север от скв. 10211 в нескольких метрах от пересечения сейсмических профилей 2719821 и 5798110. Проектная глубина 2070 м. Проектный горизонт складчатый фундамент. Цель бурения: уточнение строения северо-западной части Центральной залежи, получение дополнительной информации по подсчетным параметрам, а также прирост разведанных запасов залежей  $T_1$  и  $T_2$  за счет перевода предварительно оцененных запасов категории  $C_2$  в промышленные категории  $C_1$  и оценка нефтеносности пласта КВ.

При бурении разведочных скважин будет выполнен следующий комплекс исследований:

1. Оперативное изучение литологического состава разреза скважины и характера насыщения перспективно-продуктивных коллекторов при помощи станции геолого-технического контроля (ГТК);
2. Отбор керна и шлама из всех перспективных и продуктивных отложений с целью получения сведений о фильтрационно-ёмкостных свойствах (ФЕС) и степени нефтенасыщенности коллекторов продуктивных пластов;
3. Геофизические исследования скважины (ГИС);
4. Опробование продуктивных и перспективных интервалов в открытом стволе (ИПТ) для оперативной оценки характера насыщения перспективных коллекторов и определения глубины спуска эксплуатационной колонны и испытание в колонне;

## Заключение

Анализ геологического строения Сыморьяхского месторождения по материалам сейсморазведочных работ в совокупности с данными поискового, разведочного и эксплуатационного бурения показал, что оно является многопластовым и сложным по геологическому строению. Промышленные скопления нефти в пределах Сыморьяхского месторождения установлены в терригенных отложениях тюменской свиты (пласты  $T_1$ ,  $T_2$ ,  $T_3$ ) среднеюрского возраста. В четырех пробуренных скважинах получены притоки нефти из пласта КВДоюрского комплекса.

Несмотря на то, что месторождение находится в эксплуатации, некоторые участки залежей до настоящего времени представляют интерес для увеличения запасов промышленных категорий.

Из-за сложности геологического строения месторождения, недоиспытания отдельных объектов в колонне, остается значительная доля запасов категории  $C_2$  во всех продуктивных пластах (13%). Эксплуатационное разбуривание месторождения носит «очаговый» характер. Все это сформировало условия крайне неравномерной изученности различных участков месторождения, что служит основанием для постановки дополнительного разведочного бурения.

Определенные перспективы связаны с доюрским комплексом Сыморьяхского месторождения из которого в 4-х скважинах при испытании получены притоки нефти.

На основе проведенного анализа особенностей строения залежей нефти различной степени их изученности рекомендованы для заложения 4 разведочные скважины и комплекс исследований в них с целью доразведки залежей пластов  $T_1$  и  $T_2$  и попутного опосредованного доюрского основания.

Бурение этих скважин позволит уточнить строение залежей Сыморьяхского месторождения и в случае получения положительных результатов прирастить запасы промышленных категорий, а следовательно более обоснованно проводить разработку месторождения.

### Список использованных источников

1. Гордина Р.И. Отчет «Подсчет запасов нефти и растворенного газа Сыморьяхского месторождения», том I, текст отчета, ООО«КогалымНИПИнефть», г. Когалым 2008г.;
2. «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, 1995г.
3. Инструкция по применению классификации запасов месторождений, перспективных и прогнозных ресурсов нефти и горючих газов, ГКЗ, М., 1984 г.;
4. Вендельштейн Б.Ю., Козяр В.Ф., Яценко Г.Г., Методические рекомендации по определению подсчетных параметров залежей нефти и газа по материалам геофизических исследований скважин с привлечением результатов анализов керна, опробований и испытаний продуктивных пластов, г. Калинин, 1990 г.;
5. Жданов М.А., Нефтегазопромысловая геология и подсчет запасов нефти и газа, М., Недра, 1981 г.;