

Акционерное общество  
«Сибирский научно-исследовательский институт геологии,  
геофизики и минерального сырья» (АО «СНИИГГиМС»)

На правах рукописи

*Зайцева*

Зайцева Юлия Львовна

**НЕФТЕГАЗОГЕОЛОГИЧЕСКОЕ РАЙОНИРОВАНИЕ НИЖНЕЙ-  
СРЕДНЕЙ ЮРЫ НЮРОЛЬСКОГО НЕФТЕГАЗОНОСНОГО РАЙОНА  
(ЮГО-ЗАПАД ТОМСКОЙ ОБЛАСТИ)**

Специальность 25.00.12 – Геология, поиски и разведка  
нефтяных и газовых месторождений.

Диссертация на соискание ученой степени  
кандидата геолого-минералогических наук

Научный руководитель:  
кандидат геол.-минерал. наук  
Смирнов Л.В.

Новосибирск 2017

## ОГЛАВЛЕНИЕ

<b>ВВЕДЕНИЕ</b> .....	3
<b>Глава 1 ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ НИЖНЕЙ-СРЕДНЕЙ ЮРЫ В ПРЕДЕЛАХ НЮРОЛЬСКОЙ МЕГАВПАДИНЫ</b> .....	10
1.1 История исследования геологии и нефтегазоносности.....	10
1.2 Геолого-геофизическая изученность.....	11
1.3 Стратиграфия и литология отложений нижней-средней юры.....	15
1.4 Структурно-тектоническая характеристика.....	25
1.5 Гидрогеологическая характеристика ниже-среднеюрских отложений.....	26
<b>ГЛАВА 2 НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ НЮРОЛЬСКОЙ МЕГАВПАДИНЫ</b> .....	29
2.1 Описание основных типов ниже-среднеюрских месторождений.....	30
<b>Глава 3 ОБОСНОВАНИЕ ВЫДЕЛЕНИЯ ПОДРАЙОНОВ ПРИ НЕФТЕГАЗОГЕОЛОГИЧЕСКОМ РАЙОНИРОВАНИИ</b> .....	42
3.1 Принципы нефтегазогеологического районирования.....	42
3.2 Критерии нефтегазогеологического районирования.....	44
3.3 Характеристика пластовых давлений в песчаных пластах Нюрольской мегавпадины.....	47
3.4 Литологическая характеристика песчано-алевролитовых пластов.....	55
3.5 Геохимия органического вещества нижней-средней юры.....	83
<b>Глава 4. ОЦЕНКА НАЧАЛЬНЫХ СУММАРНЫХ РЕСУРСОВ УГЛЕВОДОРОДОВ НЮРОЛЬСКОЙ МЕГАВПАДИНЫ</b> .....	89
4.1 Метод внутренних геологических аналогий.....	89
4.2 Оценки перспектив нижней-средней юры на нефть и газ.....	90
4.3 Результаты оценки начальных суммарных геологических ресурсов.....	104
4.4. Сравнение результатов оценки начальных суммарных ресурсов нижней- средней юры Нюрольского НГР с результатами предыдущей оценки.....	111
4.5. Оценка перспективных прогнозных ресурсов углеводородов.....	112
4.5.1 Коэффициенты успешности, достоверности и подтверждаемости ресурсов выявленных ловушек.....	114
4.5.2 Перспективные зоны нефтегазонакопления.....	116
<b>ЗАКЛЮЧЕНИЕ</b> .....	123
<b>СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ</b> .....	125

## ВВЕДЕНИЕ

История исследования Западной Сибири насчитывает не одно десятилетие. За это время Западно-Сибирская провинция приобрела статус одного из крупнейших нефтегазодобывающих регионов, который обеспечивает энергетическую и экономическую независимость России.

В Западной Сибири длительное время объектом поисков и разведки служили неокомские и верхнеюрские морские образования, что совершенно обоснованно. Открытые месторождения характеризуются высокими дебитами нефти и газа, небольшой глубиной залегания и достаточной однородностью продуктивных песчаных пластов. Все возрастающий темп освоения перспективных земель требует выявления новых месторождений нефти и газа. Последнее время значительное внимание отводится вопросу перспективности отложений тюменской, салатской и урманской свит, содержащих запасы - условно относящихся к трудноизвлекаемым. На территории Томской области в качестве последних выступают образования палеозойского комплекса пород, в частности, зона контакта (кора выветривания), и отложения нижней-средней юры, рассматриваемые в данной работе.

В настоящее время у ряда исследователей сложилось представление, что территория Нюрольской мегавпадины хорошо изучена и освоена с позиции поиска и разведки залежей нефти и газа и не требует повторной проработки геологических материалов. Однако, если обратиться к вопросу закономерностей формирования залежей в нефтегазоносных комплексах нижней и средней юры, то он остается до конца не решенным. Какие существовали условия для формирования природных резервуаров в процессе геологического развития района?

В работе приведено обобщение данных о пластовом давлении и физико-емкостных свойствах пластов-коллекторов нижней-средней юры Нюрольского нефтегазоносного района. Анализ материалов показал, что в западной и восточной частях района пласты характеризуются различными физическими параметрами. Это дало основание разделить Нюрольский нефтегазоносный район на два самостоятельных подрайона с пониженными и повышенными значениями пластовых давлений и физико-емкостных свойств.

### **Актуальность темы исследования**

По мере геолого-геофизической изученности крупных положительных структур поисковые работы смещаются на их крылья, впадины и прогибы. На современных картах границы нефтегазогеологических районов (НГР), проведены по днищам впадин и прогибов. При таком подходе границы районов во впадинах и прогибах огибали выявленные и подготовленные структуры, в том числе и залежи углеводородов. Назрела не-

обходимость впадины и прогибы рассматривать в качестве самостоятельных нефтегазоносных районов или подрайонов.

### **Степень разработанности темы исследования**

В отечественной геологии вопросами нефтегазогеологического районирования в разное время занимались И.И. Нестеров, Ф.Г. Гурари, Н.П. Запывалов, А.Э. Конторович, И.Г. Левченко, Ф.К. Салманов, Г.П. Худорожков, В.С. Бочкарев, И.С. Грамберг, И.А. Иванов, Ю.Н. Карагодин, Н.Х. Кулахметов, Н.Б. Вассоевич, В.Д. Наливкин, К.И. Микуленко, Н.К. Праведников, К.А. Шпильман, Н.Н. Ростовцев, А.В. Рыльков, М.Я. Рудкевич, В.Г. Смирнов, Д.С. Сороков, Б.П. Ставицкий, В.С. Сурков, А.А. Трофимук, В.И. Шпильман, А.В. Шпильман, А.М. Брехунцов, Ю.Г. Эрвье, В.В. Гребенюк, Г.П. Евсеев, В.А. Волков, Н.В. Судат и другие [7-10, 14-18, 35, 42, 47, 48, 50, 60, 61, 73-75, 81, 83, 85]. Перечисленными исследователями были созданы принципы нефтегазогеологического районирования территорий, базирующихся на геотектоническом строении и литолого-стратиграфической характеристике разреза.

Выделение НГР на современных картах, строится на теории накопления и преобразовании рассеянного органического вещества, при этом нефтегазоносный район рассматривается как нефтегазосборная площадь для определенной структурной единицы земной коры. За последнее время во впадинах и прогибах был открыт ряд месторождений, что в некотором смысле противоречит данной теории, поэтому предлагается за основу при районировании территорий принять структурно-тектонический критерий, а в качестве дополнительных параметров учитывать пластовые давления и температуры, измеренные при проведении испытаний в скважинах, а также - литологию и фильтрационно-емкостные свойства пород-коллекторов. Выполнить на примере Нюрольской мегавпадины (Томская область).

### **Цель работы**

Разработать физические параметры пластов-коллекторов нижней-средней юры с целью обоснования прогиба расположенного в западной части Нюрольского нефтегазоносного района в качестве самостоятельного нефтегазоносного подрайона.

### **Основные задачи исследования**

1. Выполнить анализ в распределении пластовых давлений, литологического состава пород и фильтрационно-емкостных свойств песчаных и песчано-алевролитовых пластов нижней и средней юры.
2. Создать карты и графики пластовых давлений в песчаных и песчано-алевролитовых пластах нижней и средней юры с выделением участков с повышенными и пониженными гидростатическими давлениями.

3. Выполнить детальный анализ качества пород-коллекторов приуроченных к участкам с повышенными и пониженными гидростатическими давлениями.
4. На основе распределения пластовых давлений, литологического состава пород и качества пород-коллекторов создать схему районирования Нюрольского нефтегазоносного района.
5. Дать количественную оценку начальных суммарных ресурсов углеводородного сырья нижней-средней юры.
6. Создать карту плотности начальных суммарных ресурсов углеводородного сырья нижней-средней юры.

### **Научная новизна**

1. По результатам испытания песчаных и песчано-алевролитовых пластов нижней-средней юры давления в пластах приведены на уровень гидростатического давления в пласте Ю<sub>2</sub> средней юры с целью выявления аномального распределения пластовых давлений в пределах Нюрольского нефтегазоносного района.
2. На основе распределения пластовых давлений и физико-емкостных свойств в песчаных и песчано-алевролитовых пластах нижней-средней юры в Нюрольском нефтегазоносном районе обосновано два самостоятельных нефтегазоносных подрайона: Восточно-Нюрольский и Западно-Нюрольский и дана количественная оценка начальных суммарных ресурсов углеводородного сырья.

### **Теоретическая значимость работы**

По результатам обобщения пластовых давлений и физико-емкостных свойств в песчаных и песчано-алевролитовых пластах нижней и средней юры установлено: а) в прогнутой (западной) части Нюрольского нефтегазоносного района пластовые давления в песчаных и песчано-алевролитовых пластах характеризуются повышенными значениями относительно гидростатического давления в пласте Ю<sub>2</sub> и низкими значениями физико-емкостных свойств коллектора; б) в приподнятой (восточной) части района пластовые давления в песчаных и песчано-алевролитовых пластах характеризуются гидростатическими или пониженными значениями пластового давления и удовлетворительными физико-емкостными свойствами коллектора. Гидростатическое давления пласта Ю<sub>2</sub> принята за линию приведения пластовых давлений в песчаных и песчано-алевролитовых пластах.

### **Практическая значимость работы**

1. Выполняя нефтегазогеологическое районирование, следует учитывать пластовые давления наравне со структурными, стратиграфическими, литологическими, петрофизическими параметрами.
2. Районы с аномальными пластовыми давлениями (повышенными или пониженными) следует учитывать при строительстве скважин, в частности при вскрытии перспективных на углеводороды пластов-коллекторов.
3. Впадины и прогибы при нефтегазогеологическом районировании следует рассматривать как самостоятельные объекты оценки начальных суммарных ресурсов углеводородного сырья.

### **Объект исследования**

Систематизация распределения пластовых давлений, литологического состава пород и физико-емкостных свойств (ФЕС) в песчаных пластах нижней и средней юры в пределах Нюрольского нефтегазоносного района.

### **Фактический материал**

Для проведения научных исследований использованы материалы, собранные автором. Данные геофизических исследований 187 скважин (каротажные диаграммы масштаба 1:200, 1:500 КС, ПС, ГК, НГК, КВ), дела скважин в пределах исследуемой площади, пробуренных в разные годы, данные первичного описания керна по 100 скважинам, результаты испытаний пластов по 205 скважинам и аналитические исследования керна по 150 скважинам.

В процессе работы использовались структурные карты по отражающему горизонту  $\Phi_2$  (подошва осадочного чехла) и по горизонту  $\Pi_a$  (подошва баженовской свиты) масштаба 1:500 000, составленные специалистами ИГНГ СО РАН в 1998 г. под редакцией академика А.Э. Конторовича, тектоническая карта юрского структурного яруса юго-востока Западной Сибири под редакцией В.А. Конторовича 2002 г. Региональные стратиграфические схемы ниже-среднеюрских отложений, принятые на заседании МСК в 2004 г. Выполнен анализ карт нефтегазогеологического районирования разных лет территории Западной Сибири, и в частности Томской области. В результате систематизированы материалы по вещественному составу и, петрофизическим свойствам пород, данные испытаний песчаных и песчано-алевролитовых пластов нижней и средней юры, которые определили новое районирование Нюрольского нефтегазоносного района.

### **Методы исследования**

1. Сбор и систематизация результатов испытаний, литологии, физико-емкостных свойств песчаных и песчано-алевролитовых пластов нижней-средней юры (таблицы).

2. Корреляция по ГИС песчаных и песчано-алевролитовых пластов нижней-средней юры по профилям, пересекающим территорию исследований.
3. Приведение пластовых давлений в песчаных и песчано-алевролитовых пластах нижней-средней юры на уровень гидростатического давления пласта Ю<sub>2</sub>.
4. Построение совмещенных графиков приведенных пластовых давлений и качества коллекторов пласта Ю<sub>2</sub> средней юры в программном продукте ArcView GIS 3a, CorelDRAW X4.
5. Количественная оценка начальных суммарных ресурсов углеводородного сырья методом внутренних геологических аналогий (МВГА).

### **Положения, выносимые на защиту**

1. Пластовые давления и физико-емкостные свойства пластов-коллекторов в нефтегазоносных комплексах нижней-средней юры стали определяющими в обосновании в Нюрольском нефтегазоносном районе двух самостоятельных подрайонов: Восточно-Нюрольского и Западно-Нюрольского.
2. На основании нового нефтегазогеологического районирования нефтегазоносных комплексов нижней-средней юры выполнена количественная оценка начальных геологических ресурсов углеводородного сырья Восточно-Нюрольского и Западно-Нюрольского подрайонов.

### **Соответствие диссертации паспорту научной специальности**

Обоснование и уточнение нефтегазогеологических районов является одной из задач нефтяной геологии. Современный подход нефтегазогеологического районирования мезозоя на территории Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции принят проведения границ районов по днищам впадин, что противоречит, в определенной степени, открытым на сегодня месторождениям углеводородов в прогибах и впадинах.

Во впадинах и прогибах по сейсмическим данным и скважинам наблюдаются наиболее полные стратиграфические разрезы мезозоя за счет наращивания снизу отложениями нижней и средней юры. На примере нижней-средней юры Нюрольского нефтегазоносного района показано, что западная часть с наиболее полным стратиграфическим разрезом по результатам испытания пласты характеризуются повышенными значениями пластовых давлений и коллектор характеризуется низкими фильтрационно-емкостными свойствами относительно восточной части, где давления в пластах гидростатические и фильтрационно-емкостные свойства коллекторов удовлетворительные. Линия приведения давлений пласта Ю<sub>2</sub> (кровля средней юры) с различной физической характеристикой песчаных и песчано-алевролитовых пластов соответствует изогипсе -2800 м. Изогипса -2800 м принята границей раздела наиболее прогнутой части Нюрольского нефтегазоносного района (южная часть Колтогорского регионального прогиба) и полным стратиграфическим разрезом юры (Западно-Нюрольский нефтегазоносный подрайон) от приподнятой его части (Восточно-Нюрольский нефтегазоносный подрайон). Разделение

Нюрольского нефтегазонасного района на два подрайона позволило уточнить количественную оценку ресурсов углеводородного сырья, принятую по состоянию на 2009 г, и определить перспективные направления поиска залежей нефти и газа с выявленными физическими параметрами.

Указанная область исследования соответствует паспорту специальности 25.00.12 – «Геология, поиски и разведка нефтяных и газовых месторождений», а именно, по пунктам:

1. Происхождение и условия образования месторождений нефти и газа:  
– Резервуары нефти и газа, типы коллекторов и покрышек.
2. Прогнозирование, поиски, разведка и геолого-экономическая оценка месторождений:  
– Современные методы поиска и разведки месторождений.
3. Геологическое обеспечение разработки нефтяных и газовых месторождений.

### **Степень достоверности и апробация результатов работы.**

Достоверность результатов исследования подтверждается данными полученными в результате проходки скважин, с помощью которых обосновано выделение новых нефтегазонасных подрайонов.

В процессе работы полученные данные докладывались и обсуждались на научно-практических и международных конференциях и симпозиумах: на XI международном симпозиуме студентов и молодых ученых имени академика М.А. Усова (Томск, 2007 г.); на межвузовской научной конференции «Молодые – наукам о Земле» (Москва, 2008 г.); на конгрессе «Гео-Сибирь 2010» (Новосибирск, 2010 г.); на Ашировских чтениях: VII научно-практической конференции (г. Туапсе), на конгрессе «Гео-Сибирь 2011» (Новосибирск, 2011 г.); на XI научно-практической конференции «Пути реализации нефтегазового и рудного потенциала Ханты-Мансийского автономного округа – Югры» (Ханты-Мансийск, 2011 г.), на второй научно-практической конференции «Геология, геофизика и минеральное сырье Сибири» (Новосибирск, 2015 г.).

### **Публикации**

По теме диссертации опубликовано 11 работ: 4 статьи в рецензируемых изданиях: первая в журнале «Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири» (2011 г.), вторая в электронном научном журнале ВНИГРИ «Нефтегазовая геология. Теория и практика» (2011 г.), третья в журнале «Геология нефти и газа» (2012 г.), четвертая в журнале «Минеральные ресурсы России. Экономика и управление» (2017 г.), семь тезисов докладов в трудах Всероссийских и Международных конференций.

## **Структура и объем работы**

Диссертация состоит из 4 глав, введения и заключения объемом 133 страниц, в т.ч. 29 таблиц и 71 рисунок. Список литературы включает 112 наименований, из них 89 опубликованных и 23 фондовых.

Работа выполнена в АО «Сибирском научно-исследовательском институте геологии, геофизики и минерального сырья (СНИИГГиМС)» под научным руководством канд. геол.-минерал. наук Л.В. Смирнова.

## **Благодарности**

Автор выражает благодарность научному руководителю – канд. геол.-минерал. наук Л.В. Смирнову – за действенную помощь в написании работы, а также за ценные советы, которые помогли четко сформулировать и оценить необходимость проведения данных исследований; доктору геолого-минералогических наук В.П. Девятову за консультации и полезные советы, заведующему отделом кандидату геолого-минералогических наук В.В. Сапьянику за поддержку и конструктивные советы. Особую благодарность автор выражает кандидатам геолого-минералогических наук Н.А. Ивановой и В.В. Пустыльниковой за консультации по вопросам литологического характера. За помощь в процессе подготовки диссертации кандидату геолого-минералогических наук ТИУ Семеновой Т. В.

## ГЛАВА 1 ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ НИЖНЕЙ-СРЕДНЕЙ ЮРЫ В ПРЕДЕЛАХ НЮРОЛЬСКОЙ МЕГАВПАДИНЫ

### 1.1 История исследования геологии и нефтегазоносности

Планомерные нефтепоисковые работы в пределах Западно-Сибирской равнины начались в 1948 г. первое нефтепроявление зафиксировано в 1952 г. в Колпашевской опорной скважине (Томская область) в отложениях верхнего палеозоя. В 1953 г. опорной скважиной, заложенной в Березовском районе, в низовьях р. Оби (Северо-Сосьвинский свод), было открыто первое газовое месторождение, а через 7 лет, 21 июня 1960 года скважиной № 6-Р в районе Шаима, на р. Конде (Кондинский свод), открыто первое нефтяное месторождение. В течение 1959-1965 гг. помимо подтверждения газоносности Северо-Сосьвинского свода и нефтеносности Кондинского и Красноленинского сводов была установлена промышленная нефтеносность центральной группы сводов в пределах Тюменской и Томской областей, а также промышленная газоносность северной части бассейна. К началу 1974 г. было открыто более 100 нефтяных и газонефтяных и свыше 50 газовых месторождений [6-7,12-13, 47].

В 1937 г. на территории Западной Сибири были проведены геофизические исследования (магнитометрия, сейсмометрия). Дальнейшее развитие в освоении Западной Сибири продолжилось после Великой Отечественной войны, когда был утвержден государственный план опорного бурения, и созданы специализированные нефтеразведочные предприятия в г. Новосибирске в 1948 г. (тресты «Запсибнефтегазгеология» и «Сибнефтегеофизика»).

На рубеже начала 1950-х – конца 60-х годов в связи с открытием залежей нефти и газа в мезо-кайнозойских образованиях основным объектом поисковых работ становятся отложения чехла Западно-Сибирской плиты. Породы фундамента по-прежнему считались малоперспективными. Из-за слабой изученности отложения палеозоя Ф.Г. Гурари, И.И.Нестеров, Н.Н.Ростовцев и др. предлагали их рассматривать в качестве резерва для поисков залежей нефти и газа [14]. В настоящее время в образованиях верхней части палеозоя открыты промышленные скопления нефти и газа, и интерес к данному комплексу закономерно возрос.

В пятидесятые годы при бурении скважин стали выделять основные стратотипы и свиты [74]. В 1955 г. в Тюменской опорной скважине №6 Ростовцевым Н.Н. была выделена тюменская свита, которая является в данной работе объектом исследования. В 1958г. на совещании в г. Новосибирске было решено отказаться от подготовки структур под глубокое бурение методом структурного картировочного бурения и полностью перейти на подготовку структур сейсмическими методами. С тех пор сейсморазведка стала определяющим поисковым методом. Все последующие открытия в Западной Сибири были сделаны на структурах и объектах, подготовленных с помощью сейсморазведки.

Район исследования включает Нюрольскую мегавпадину, находящуюся на юге Томской области. В работе рассмотрены отложения нижней-средней юры (рисунок 1.1).

Поисково-разведочные работы на территории исследования проводились в направлении поисков и разведки залежей в антиклинальных ловушках платформенного чехла и эрозионно-тектонических выступах фундамента. Характер изученности территории района сейсморазведкой МОВ и МОГТ в отношении подготовки локальных структур неравномерно. В отложениях тюменской свиты [73] основные перспективы обнаружения залежей связываются с пластами Ю<sub>2</sub>, Ю<sub>4</sub>, Ю<sub>5</sub>, и Ю<sub>7</sub>, которые широко развиты в Нюрольском нефтегазоносном районе (НГР). Пласты самой нижней части тюменской свиты Ю<sub>8-14</sub> очень слабо изучены, имеют сложное строение. В местах улучшения фильтрационно-емкостных свойств слагающих их песчаников они могут представлять практический интерес для поиска залежей нефти и газа. Песчаные пласты нижней юры, салатской и урманской свит ограничено распространены, в наиболее погруженных участках, где мощность пластов Ю<sub>15</sub>, Ю<sub>16</sub> возрастает, доказана их промышленная нефтегазоносность (группа Майских месторождений). Научно-исследовательские работы по анализу и обобщению геологической информации по району исследования выполнялись коллективами ученых СНИИГГиМСа, ИНГГ СО РАН, ТО СНИИГГиМСа, Томскгеолком, ООО «Сибирская геологическая наука» г. Томск, Томским политехническим университетом, Томским государственным университетом и др. учреждениями. Значительный научный вклад в изучение территории внесли Ф.Г. Гурари, И.И. Нестеров, Н.Н. Ростовцев, Н.П. Запывалов, З.Я. Сердюк, В.С. Сурков, А.А. Трофимук, Э.К. Конторович, Е.Е. Даненберг, В.А. Конторович, А.М. Казаков, Л.В. Смирнов, Г.Н. Тищенко, В.Б. Белозёров, А.Е.Еханин и многие др.

К настоящему времени наиболее крупные положительные структуры в Нюрольском нефтегазоносном районе опойсканы, здесь открыт ряд промышленных месторождения нефти и газа преимущественно в отложениях верхней юры.

## 1.2 Геолого-геофизическая изученность

*Сейсморазведка.* С 1959 г. начинается систематическое изучение маршрутными, региональными и площадными методами КМПВ, ЗПВ и МОВ. В относительно короткое время этими работами была закрыта вся территория Томской области. Полученные данные использованы при структурно-тектоническом районировании осадочного чехла и палеозойского фундамента.

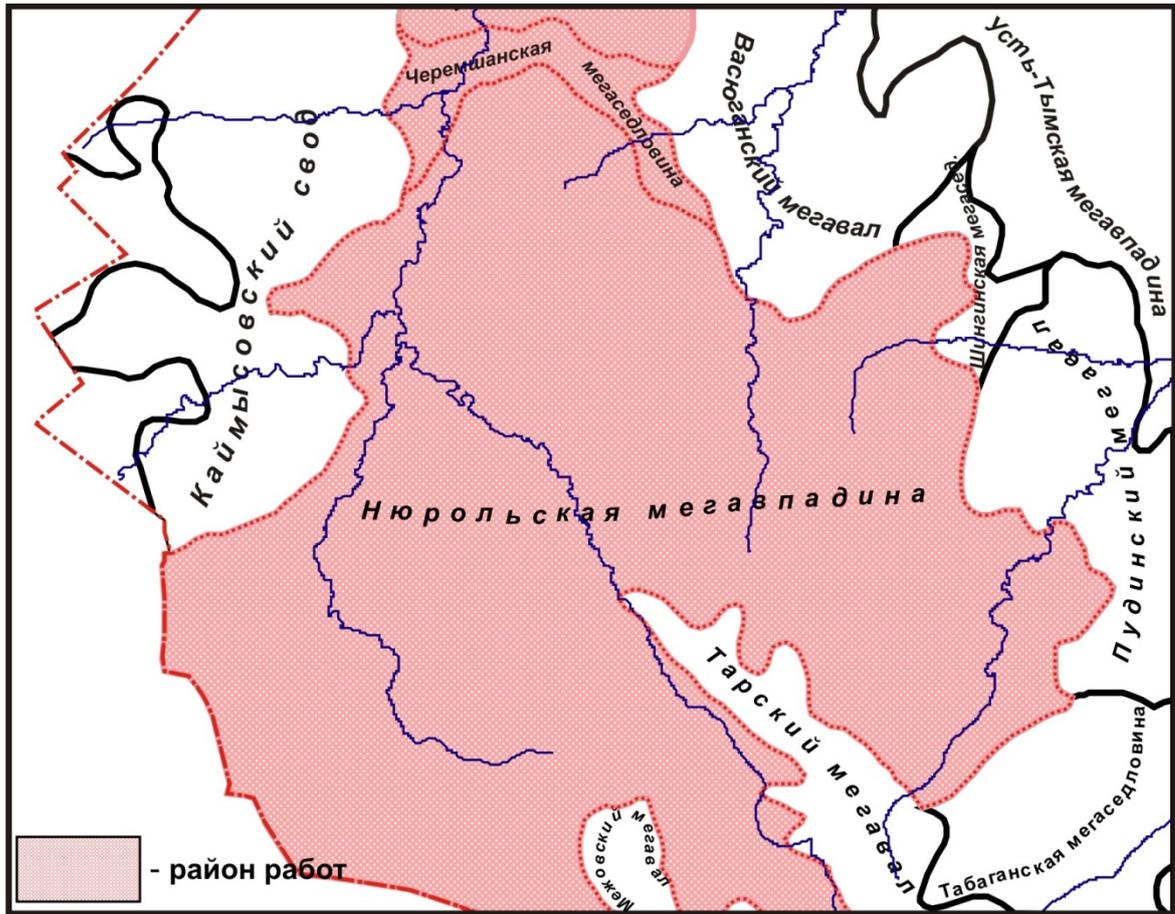


Рисунок 1.1 - Обзорная схема района работ

Построена структурная карта по опорному отражающему горизонту Па. С 1977 года началось применение сейсморазведочных работ МОГТ.

Средняя плотность профилей на подготовленных объектах с годами увеличивалась. В начальный период она составляла 0,6-0,8 км на 1 км<sup>2</sup>, сейчас составляет 1,1-2,5 км на 1 км<sup>2</sup>. Это объясняется, прежде всего, уменьшением размера структур по мере роста изученности территории, а также повышением требований к качеству подготовки объектов к бурению.

В Нюрольском осадочном бассейне региональные сейсмические работы КМПВ выполнены по профилям: 1) Нюрольская впадина – Таволгинский структурный мыс – Бакчарская впадина; 2) юго-восточный склон Среднеvasюганского мегавала – Пудинский мегавал – восточный борт Нюрольской впадины. Площадные сейсмические работы выполнены в пределах Лавровского наклонного вала, где также проведены площадные исследования МОГТ [97].

В соответствии с «Комплексной программой изучения нефтегазоносности доюрских отложений Западно-Сибирской плиты» (1974) и «Программой буровых и геофизических работ по изучению нефтегазоносности палеозойских отложений Нюрольского осадочного бассейна» (1977) были проведены региональные геофизические и буровые работы. По данным сейсмических работ МОВ и КМПВ были прослежены опорные границы  $\Phi_2$  (подошва осадочного чехла), Т (кровля тюменской свиты), Па (подошва баже-

новской свиты). В палеозойских образованиях выделяются три сейсмические границы  $\Phi$  (глубинный палеозойский комплекс),  $\Phi_1$  (пермско-триасовый комплекс),  $\Phi_2$  ( подошва осадочного чехла) [84, 108-109]. На временных сейсмических разрезах юрский мегакомплекс ограничен отражающим горизонтом  $\Phi_2$  в подошве и Па в кровле. Изученность сейсморазведочными работами Нюрольского НГР отображена на рисунке 1.2.

Параллельно с сейсмическими работами велись и другие геофизические исследования.

**Гравиметрическая съемка.** Гравиметрические работы проводились по отдельным маршрутам Колпашевской геофизической экспедицией в 40-50 годы. Съемка всей территории Томской области масштаба 1:1000000 была завершена в 1962 г., масштаба 1:200000 и 1:100000 в 1969 г. Материалы гравиметрических съемок широко использовались при геотектоническом районировании, при решении геолого-структурных задач в комплексе с другими материалами геофизических методов и данными глубокого бурения.

**Магниторазведка.** В 1954-56 гг. Новосибирская геофизическая экспедиция выполнила на площади Томской области аэромагнитную поисковую съемку масштаба 1:200000. В 60-х гг. большая часть Томской области, за исключением северо-западного участка, была закрыта аэромагнитной съемкой масштаба 1:50000. С 1979 по 1984 гг. партиями Центральной геофизической экспедицией (г. Новосибирск) была проведена повторно аэромагнитная съемка масштаба 1:50000 (детально-поисковая) на территории Томской области, за исключением её юго-восточной части. С помощью данных аэромагнитной съемки решались следующие геологические задачи – прослеживание контакта между магматическими и осадочными породами, изучение залегания фундамента, а также ведение поиска нефтяных структур.

В завершении следует отметить, что основной объем исследований в пределах Нюрольского НГР был выполнен в 1950-80-е годы. Работы были направлены в основном на неокомские и верхнеюрские отложения. После открытия залежей в эрозионно-тектонических выступах (ЭТВ) поисковые работы стали сводиться к детальному изучению верхней зоны палеозойского разреза. Нижне-среднеюрские отложения на рассматриваемой площади характеризуются недостаточной изученностью, что объясняется большой фациальной неоднородностью песчаных пластов и не выдержанностью их на площади и в разрезе. Изучению пластов нижней-средней юры не уделено достаточного внимания [26-27].

**Бурение.** Буровые работы в регионе начаты в 1958 г. западной нефтеразведочной экспедицией. Основные объемы бурения приходятся на 1980-е годы. К настоящему времени на территории исследования пробурено более 170 поисковых и разведочных скважин, из которых только 97 вскрыли отложения средней юры и из них только 63 скважины вскрыли отложения нижней юры.

Расположение пробуренных скважин на территории исследования неравномерное. Наиболее изученной является юго-западная часть Нюрольской мегавпадины – плотность бурения составляет 850 пог. м/км<sup>2</sup>. Менее всего изучена бурением центральная часть Нюрольской мегавпадины – плотность составляет 380 пог. м/км<sup>2</sup> (рисунок 1.2).

Данные по опробованию скважин в горизонтах нижней-средней юры насчитывают 230 интервалов на 87 площадях, в палеозойских породах – 200 интервалов на 118 площадях. Открыто 7 промышленных месторождений нефти и газа. Выявлено 11 непромышленных залежей нефти и газа в нижней-средней юре на 7 площадях (таблица 1.2).

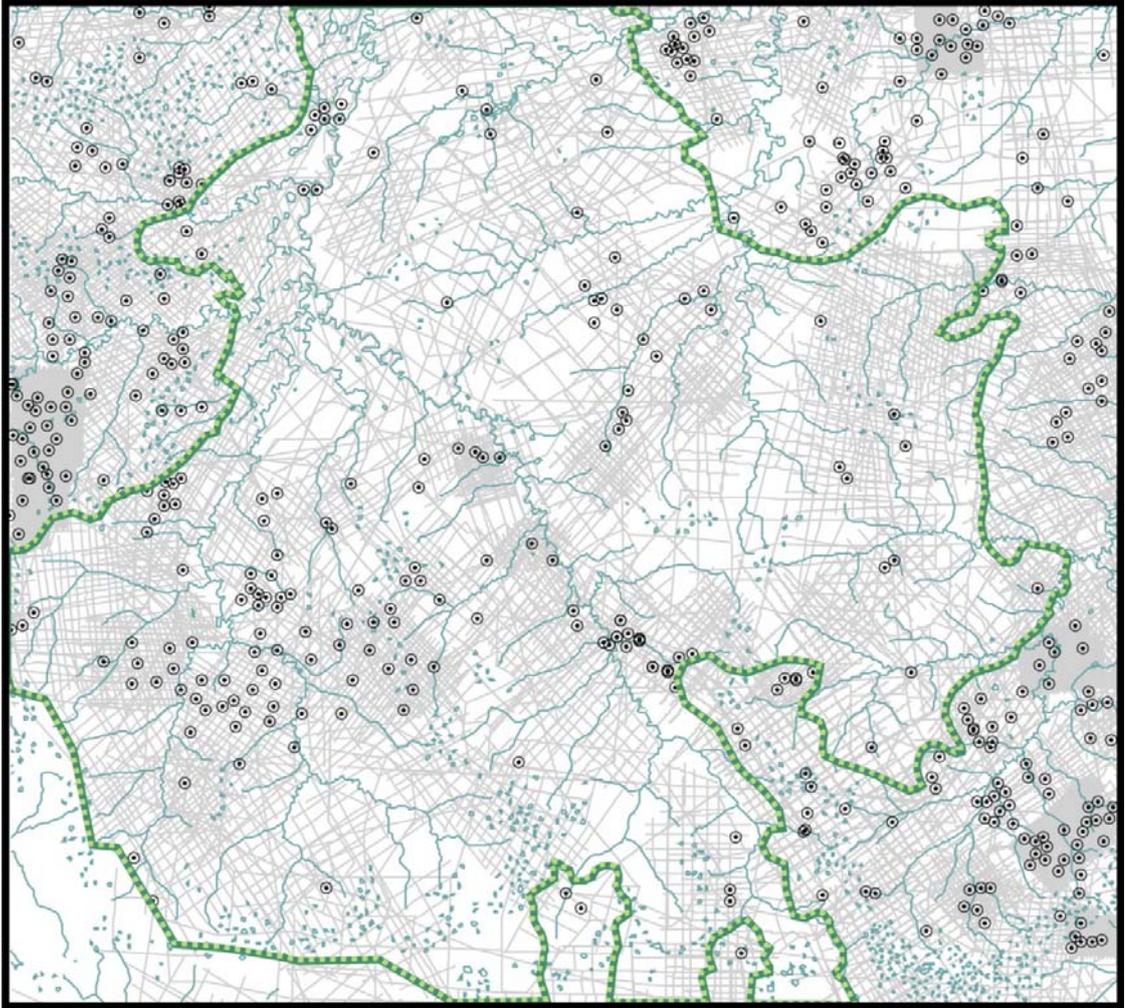


Рисунок 1.2 - Изученность территории сейсморазведкой и глубоким бурением

Таблица 1.1 - Промышленные залежи нефти и газа в нижней-средней юре (Нюрольская мегавпадина)

№ п/п	Месторождение	Горизонт	Пласт	Тип флюида	Учтенная залежь балансом РФ
1	Западно-Карайское Н	малышевский малышевский	Ю <sub>4</sub> Ю <sub>6</sub>	нефть нефть	+ +
2	Северо-Фестивальное ГК	надояхский	Ю <sub>16</sub>	газ, конденсат	+
3	Фестивальное Н	вымский	Ю <sub>13</sub>	нефть	+
4	Майское Н	надояхский	Ю <sub>14-16</sub>	нефть	+
5	Южно-Майское Н	надояхский	Ю <sub>15</sub>	нефть	+
6	Западно-Майское	нижняя юра	Ю <sub>14</sub>	нефть	+
7	Средне-Майское	надояхский	Ю <sub>14-15</sub>	нефть	+

Таблица 1.2 - Непромышленные залежи нефти и газа в нижней-средней юре  
(Нюрольская мегавпадина)

№ п/п	Площадь	Горизонт	Пласт	Тип флюида	Нефтегазо-проявления
1	Западно-Карайская	малышевский	Ю <sub>2</sub>	нефть	1,6 м <sup>3</sup> /сут.
		средняя юра	Ю <sub>7</sub>	нефть	0,6 м <sup>3</sup> /сут.
		вымский	Ю <sub>10</sub>	нефть	0,6 м <sup>3</sup> /сут.
2	Ново-Васюганская	малышевский	Ю <sub>2</sub>	нефть	0,02 м <sup>3</sup> /сут.
3	Тамратская	вымский	Ю <sub>10</sub>	нефть	1,47 м <sup>3</sup> /сут.
4	Черталинская	вымский	Ю <sub>15</sub>	нефть+газ	0,66 м <sup>3</sup> /сут.
5	Южно-Фестивальная	надояхский	Ю <sub>14-15</sub>	нефть	0,15 м <sup>3</sup> /сут.
6	Северо-Черталинская	малышевский	Ю <sub>2</sub>	нефть	1,21 м <sup>3</sup> /сут.
		средняя юра	Ю <sub>8</sub>	нефть	2,28 м <sup>3</sup> /сут.
		вымский	Ю <sub>10</sub>	нефть	2 м <sup>3</sup> /сут.
7	Северо-Юлжавское	надояхский	Ю <sub>15</sub>	газ, конденсат	92 тыс.м <sup>3</sup> /сут.

### 1.3 Стратиграфия и литология отложений нижней-средней юры

Прогноз нефтегазоносности территории невозможен как без стратификации потенциально продуктивных коллекторов, так и перекрывающих их глинистых толщ. Положительный результат проведения работ по поиску новых залежей нефти и газа во многом зависит от правильного прогноза распределения по разрезу и по площади нефтегазогеологических подразделений, вследствие чего стратиграфия нижней-средней юры является важным элементом данной работы.

Скорость погружения трех основных блоков Западной Сибири привела к выделению трех фациальных областей: *морской* (Ямало-Гыданской), *переходной* (Обь-Тазовской) и *континентальной* (Обь-Иртышской). Ямало-Гыданская область – *морская* – ограничивает северные районы Западно-Сибирской плиты, для неё характерно развитие морских глинистых и песчано-алевролитовых мелкозернистых отложений мелководной и глубоководной частей шельфа. В Обь-Тазовской – *переходной* – осадки более крупнозернистые, прибрежно-морские с участием континентальных, сформировавшиеся в мелководной части шельфа, на дельтовых платформах и их склонах, в лагунах, на прибрежно-морских равнинах, занятых озерами, болотами, низовьями речных долин. Обь-Иртышская – *континентальная* – характеризуется развитием аллювиальных, озерных, болотных образований: конгломератов, гравелитов, грубозернистых песчаников, алевролитов, глин, угольных пластов [40,83,72].

Западные и восточные борта Западно-Сибирской мегасинеклизы также развивались по-разному. Кроме этих крупных тектонических движений существовали локальные тектонические движения. Каждая из областей разделяется на фациальные зоны. Ориентировка фациальных зон преимущественно меридиональная.

Томская область располагается в зоне сочленения Обь-Тазовской переходной и Обь-Иртышской континентальной фациальных областей.

Район исследования находится в Обь-Газовской переходной фациальной области [39,40], приурочен к Нюрольскому фациальному району.

Современная стратиграфическая схема для Западной Сибири принята Межведомственным региональным стратиграфическим совещанием [72] и утверждена на расширенном заседании бюро МСК 9 апреля 2004 г. [72].

Вопросами стратиграфии Западной Сибири занимались выдающиеся ученые Н.Н. Ростовцев, В.Н. Сакс, значительный вклад в изучение стратиграфии мезозоя внесли Ф.Г. Гурари, В.П. Девятков, Е.Е. Даненберг, И.И. Нестеров, В.Я. Шерихора, В.Б. Белозеров, Ю.В. Брадучан, С.П. Булынникова, Л.И. Егорова, В.А. Захаров, В.И. Ильина, И.Г. Климова, О.Н. Костеша, Л.Г. Маркова, А.Л. Наумов, Б.Л. Никитенко, Б.Н. Шурыгин, Н.К. Могучева и многие другие.

Их работы направлены на решения номенклатурных вопросов, уточнение, детализацию, палеонтологическое обоснование стратонев для отдельных областей и фациальных зон Западной Сибири. Рассматриваются местные стратиграфические схемы, типы разрезов, циклостратиграфия, региональные перерывы, маркирующие горизонты, спорово-пыльцевые датировки, возраст бореальных горизонтов, стратиграфическая принадлежность основных отражающих горизонтов и т.д.

Для территории Томской области детальное стратиграфическое разделение тюменской свиты, основанное на ритмостратиграфическом делении угольных пластов, предложили Е.Е. Даненберг, В.Б. Белозеров, Л.Г. Маркова, Г.И. Тищенко. Ими выделены три крупных ритма (геттанг-плинсбахский, тоар-ааленский, байос-раннекелловейский), состоящие из 9 ритмопачек.

В среднеюрских отложениях выделено 14 реперных угольных пластов с индексами  $У_2$ - $У_{14}$ . Угольно-глинистый пласт  $У_{10}$  регионально выдержан, имеет мощность порядка 20-40 м, является границей раздела отложений ааленского и байосского ярусов. Углисто-глинистые пласты  $У_4$ ,  $У_6$ ,  $У_8$ ,  $У_{11}$ ,  $У_{12}$ ,  $У_{13}$ ,  $У_{14}$ , прослеживаются в пределах обширной территории, имеют мощность порядка 2-4 м. Углисто-глинистые пласты  $У_2$ ,  $У_3$ ,  $У_5$ ,  $У_7$ ,  $У_9$  зонально распространены и не выдержаны как по площади, так и в разрезе. Реперные горизонты ниже-среднеюрских отложений юго-восточной части Нюрольской мегавадины рассмотрены на примере разреза скважины Южно-Фестивальная 1 (рисунок 1.3) [2-48, 70].

В основу стратификации нижней-средней юры Западной Сибири положена вертикальная (песчано-алевритовые и глинистые толщи) и латеральная (морские, переходные и континентальные осадки) дифференциация осадочного вещества. Она выражается в закономерной повторяемости в разрезе глинистых и алевритово-песчаных толщ.

Эти толщи являются реперными в стратиграфии ниже-среднеюрского осадочного бассейна Западной Сибири и составляют региональные стратиграфические горизонты, пять из которых (зимний, шараповский, надояхский, вымский, малышевский) сложены песчаными, алевритовыми и глинистыми породами, а четыре их последовательно перекрывающие (левинский, китербютский, лайдинский, леонтьевский) преимущественно глинистыми осадками. По латерали все перечисленные горизонты в пределах оса-

дочного бассейна имеют определенные отличия, связанные со спецификой фациальных областей.

### **Региональные стратиграфические подразделения**

В разрезе нижней-средней юры выделено девять региональных стратиграфических подразделений (горизонтов).

В Нюрольской фациальной зоне зимнему горизонту отвечает нижнеурманская подсвита, левинскому – среднеурманская, шараповскому – верхнеурманская, китербютскому – тогурская свита, надояхскому – верхнесалатская, лайдинскому – нижнесалатская (радомская пачка), вымскому – толькинская, леонтьевскому – сандибинская, малышевскому – надымская (рисунок 1.4). Флюидоупором ниже-среднеюрского комплекса является нижевасюганская подсвита мощностью 20-50 м, представленная морскими, прибрежно-морскими озерно-лагунными глинами, мелкозернистыми глинистыми алевролитами.

В разделе приводится краткая характеристика по горизонтам литостратиграфических подразделений, составляющих основу местных стратиграфических подразделений и являющихся главными единицами нефтегазогеологической классификации ниже-среднеюрских отложений.

#### **Нижняя юра**

*Зимний горизонт (нижнеурманская подсвита) – геттанг-синемюр, нижний плинсбах (пласт Ю<sub>17</sub>).* Урманская свита выделена Л.И.Егоровой в объеме подтогурских отложений нижней юры со стратотипом на Урманской площади и распространена на всю территорию Томской области. Свита расчленена на три подсвиты: нижнюю и верхнюю существенно песчаные и среднюю – преимущественно глинистую. С достаточной долей условности они сопоставляются снизу вверх, соответственно, с зимним, левинским и шараповским горизонтами [39].

Нижнеурманская подсвита развита в наиболее прогнутых участках Нюрольской мегавпадины. Сложена аллювиальными полевошпато-граувакковыми, граувакковыми песчаниками серыми, темно-серыми крупнозернистыми, мелко-среднезернистыми с включением галек кварца, кремней, эффузивных пород с прослоями гравелитов и конгломератов, озерно-болотными серыми, темно-серыми аргиллитами и алевролитами. Мощность колеблется от 0 до 85 м.

*Левинский горизонт (среднеурманская подсвита) – нижняя часть верхнего плинсбаха.* Среднеурманская подсвита распространена в также прогнутых участках Нюрольской фациальной зоны, что и нижнеурманская, с несколько большей

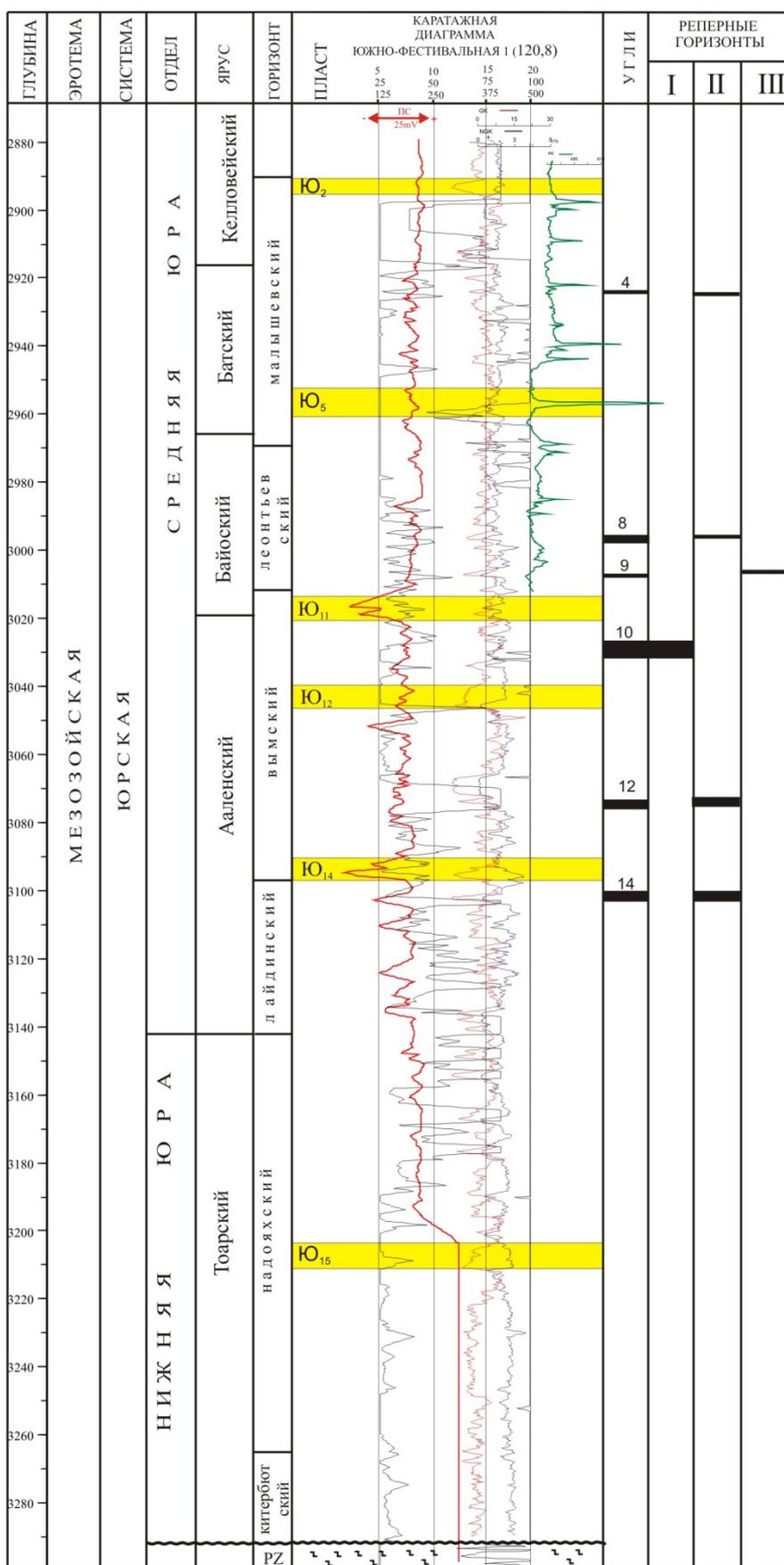


Рисунок 1.3 - Реперные горизонты нижней-средней юры юго-восточной части Нюрольской мегавпадины на примере разреза скв. Южно-Фестивальная 1

Система	Отдел	Ярус	Подъярус	Горизонт	Нюрольский фациальный район				
					Свита	Подсвита	Пласты		
ЮРСКАЯ	СРЕДНЕЙ	Батский	Келловей	Нижний	Малышевский	ТЮМЕНСКАЯ	Верхняя (Надымская)	Ю <sub>2</sub> -Ю <sub>6</sub> У <sub>2-5</sub>	
			Верхний						
			Средний						
			Нижний						
		Байосский	Верхний				Нижняя (Сандибинская)	Ю <sub>7</sub> -Ю <sub>10</sub> У <sub>6-9</sub>	
			Нижний	Леонтьевский					
		Ааленский	Верхний	Верхний	Вымский		Нижняя (Толькинская)	Ю <sub>11</sub> -Ю <sub>14</sub> У <sub>10-13</sub>	
				Нижний	Лайдинский				
		НИЖНЕЙ	Тоарский	Верхний	Надояхский		САЛАТСКАЯ	Верхняя (Родомская)	У <sub>14</sub> (в кровле)
				Нижний	Китербютский				
	Плинсбахский		Верхний	Верхний	Шараповский	УРМАНСКАЯ	Верхняя	Ю <sub>16</sub>	
				Нижний	Левинский				Средняя
			Нижний	Зимний	Нижняя		Ю <sub>17</sub>		

 Трансгрессивные преимущественно глинистые горизонты  
 Регрессивные песчано-алевролитовые горизонты

Рисунок 1.4 - Шкала стратиграфических подразделений нижней-средней юры на территории Нюрольского фациального района (по материалам В.П. Девятова, 1990, Решения...2004).

площадью распространения. Сложена озерно-болотными серыми, темно-серыми, часто с буроватым оттенком, черными гидрослюдисто-хлоритово-каолинистыми алевритовыми аргиллитами и мелкозернистыми глинистыми алевролитами, с мелким растительным детритом и прослоями углей.

**Шараповский горизонт (верхнеурманская подсвита – верхняя часть плинсбах (пласт Ю<sub>16</sub>)).** Верхнеурманская подсвита развита в Нюрольской фациальной зоне с трансгрессивным более широким залеганием, чем подстилающая ее средняя подсвита.

Она сложена мелководно-морскими, эстуарными, дельтовыми, лагунными, прибрежно-равнинными, аллювиальными, озерно-болотными серыми, светло-серыми мелко- и разнозернистыми полевошпато-кварцево-граувакковыми, граувакковыми песчаниками с прослоями гравелитов и конгломератов, темно-серыми алевролитами и глинистыми породами. Мощность верхнеурманской подсвиты колеблется от 0 до 90-135 м (рисунок 1.5).

**Китербютский горизонт (тогурская свита) – нижний тоар.** Тогурская свита сложена морскими, мелководно- и прибрежно-морскими, лагунно-озерными аргиллитами черными, темно-серыми, иногда с буроватым и зеленоватым оттенком, плотными, крепкими, плитчатыми и с раковистым изломом, битуминозными прослоями. Мощность свиты колеблется от 0 до 40-50 м (рисунок 1.6).

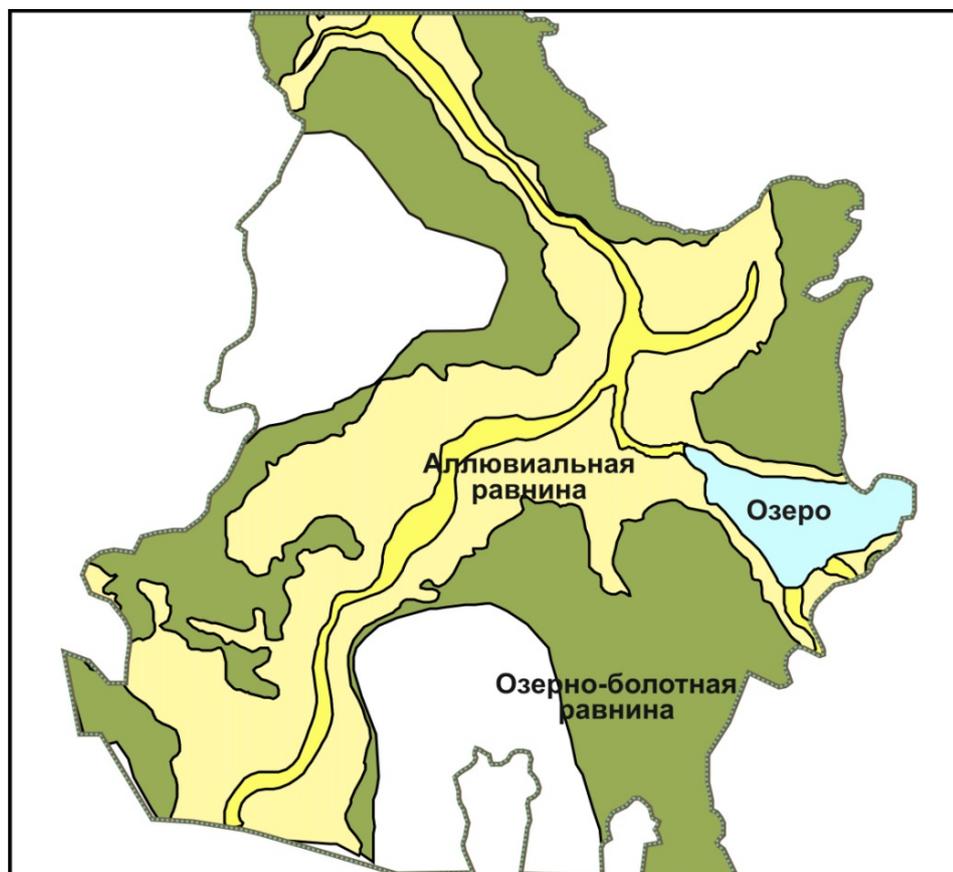


Рисунок 1.5 - Палеографическая схема шараповского горизонта (по материалам В.П.Девятого, 1995)

***Надояхский горизонт (нижнесалатская подсвита) - нижний - верхний тоар - основание аалена (пласт Ю<sub>15</sub>).***

Нижнесалатская подсвита представлена мелководно-морскими, эстуариевыми, равнинно-прибрежными, дельтовыми, озерно-лагунными, полевошпатограувакковыми,

граувакковыми песчаниками серыми, светло-серыми мелко- и крупнозернистыми горизонтально-, волнисто- и крупнокосослоистыми с прослоями гравелитов и конгломератов; алевролитами мелко- крупнозернистыми, мелкозернистыми глинистыми серыми, темно-серыми с горизонтальной, мелкой косой и волнистой слоистостью; аргиллитами темно-серыми алевроитовыми горизонтально- и неяснослоистыми. Мощность колеблется от 20 до 230 м (рисунок 1.7).

**Средняя юра**

***Лайдинский горизонт (верхнесалатская подсвита) – нижний-верхний аален.***

Верхнесалатская подсвита сложена морскими, прибрежно- и мелководно-морскими чередующимися темно-серыми алевроитовыми, гидрослюдисто-хлоритово-каолинитовыми аргиллитами и мелкозернистыми глинистыми алевролитами с участием маломощных мелкозернистых песчаников и крупнозернистых алевролитов с линзами угля, с мелким

растительным детритом и слюдой на плоскостях наслоения. Мощность свиты колеблется от 0 до 50 м (рисунок 1.8).

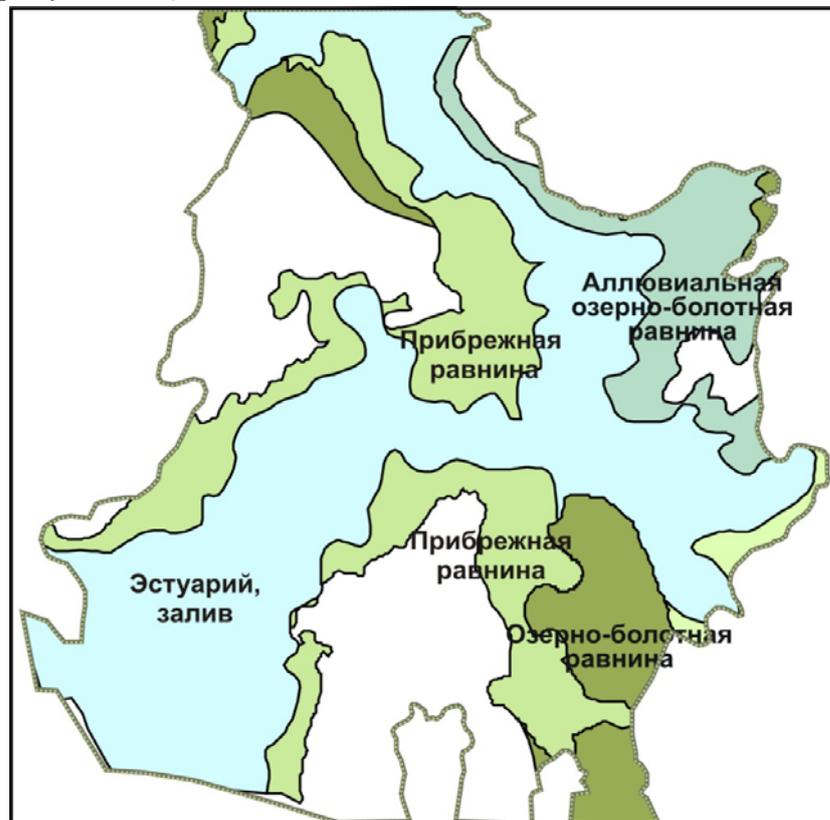


Рисунок 1.6 - Палеогеографическая схема китербютского горизонта (по материалам В.П.Девятого, 1995)

**Вымский горизонт (тюменская свита, толькинская подсвита) (пласты Ю<sub>11-14</sub>).** Толькинская подсвита сложена мелководноморскими, дельтовыми, эстуариевыми, аллювиальными и лагунно-озерно-болотными серыми, светло-серыми, мелко-среднезернистыми полевошпато-кварцево-граувакковыми песчаниками и крупнозернистыми алевролитами, гидрослюдисто-хлоритово-каолининовыми аргиллитами и мелкозернистыми глинистыми алевролитами, пластами углистых аргиллитов и углей. Мощность свиты колеблется от 0 до 80-200 м (рисунок 1.9).

**Леонтьевский горизонт (тюменская свита, сандибинская подсвита) (пласты Ю<sub>7-10</sub>) – байос.** Сандибинская свита Она сложена мелководно- и прибрежно-морскими, лагунными гидрослюдисто-хлоритово-каолининовыми аргиллитами с прослоями алевролитов и мелкозернистых песчаников. Аргиллиты темно-серые, коричневато-серые алевролитовые, горизонтально-волнистослоистые, на плоскостях наслоения иногда с остатками наземной флоры. Мощность свиты колеблется от 20 до 40 м (рисунок 1.10).

**Малышевский горизонт (тюменская свита, надымская подсвита) - верхний байос – бат (пласты Ю<sub>2-6</sub>).** Свита, представлена морскими, мелководно-морскими и островными серыми мелкозернистыми полевошпато-кварцево-граувакковыми, граувакковыми песчаниками, темно-серыми, серыми алевролитами, аргиллитами с прослоями углистых пород, мелкими пластами углей. Мощность свиты в Нюрольском осадочном бассейне изменяется в пределах 75-200 м (рисунок 1.11).

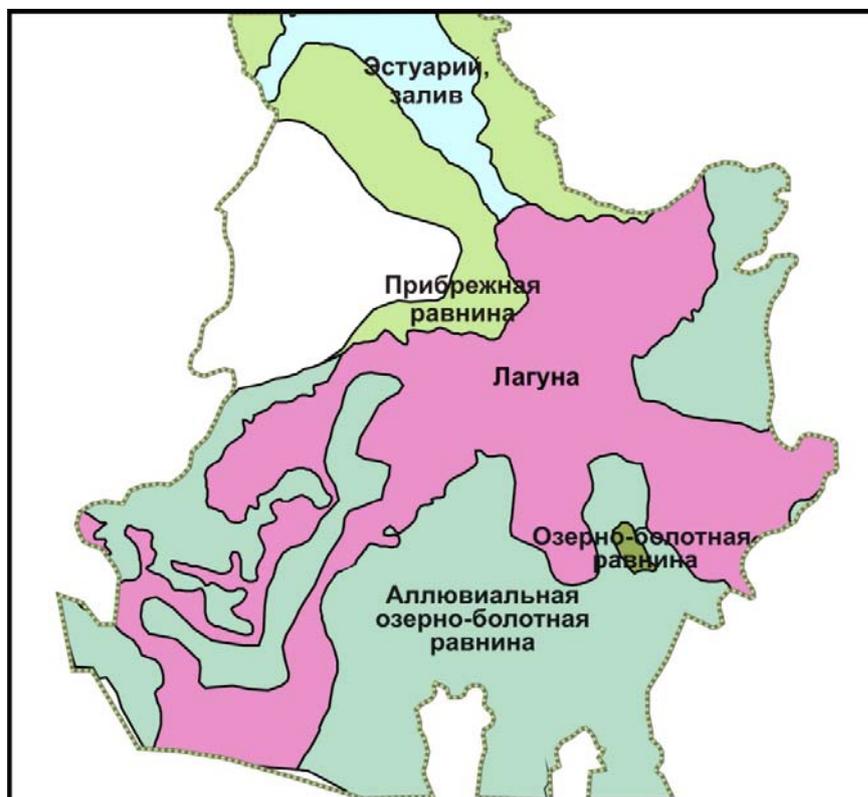


Рисунок 1.7 - Палеографическая схема надояхского горизонта (по материалам В.П.Девятого, 1995)

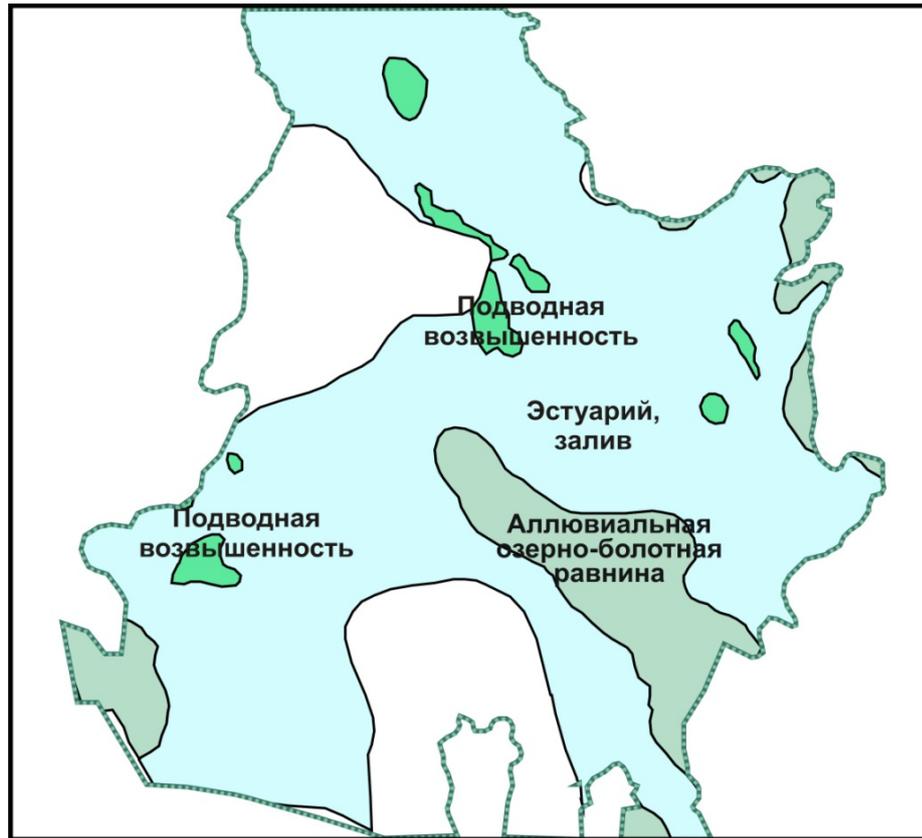


Рисунок 1.8- Палеографическая схема лайдинского горизонта  
(по материалам В.П.Девятого, 1995)

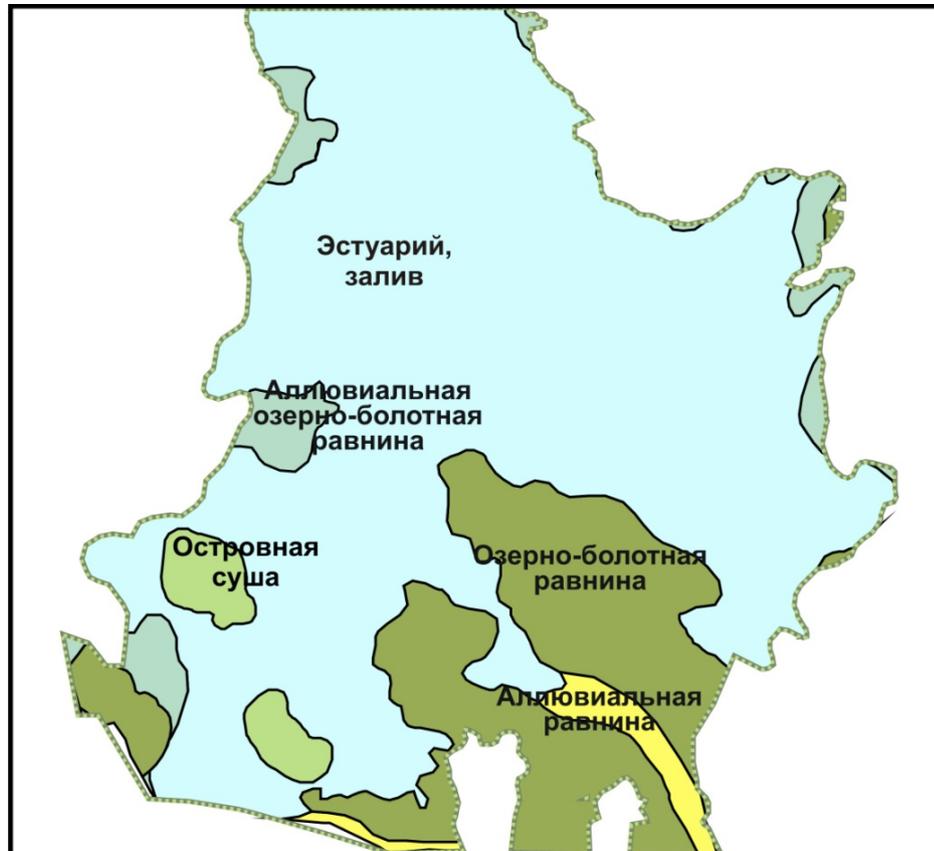


Рисунок 1.9 - Палеографическая схема вымского горизонта  
(по материалам В.П.Девятого, 1995)

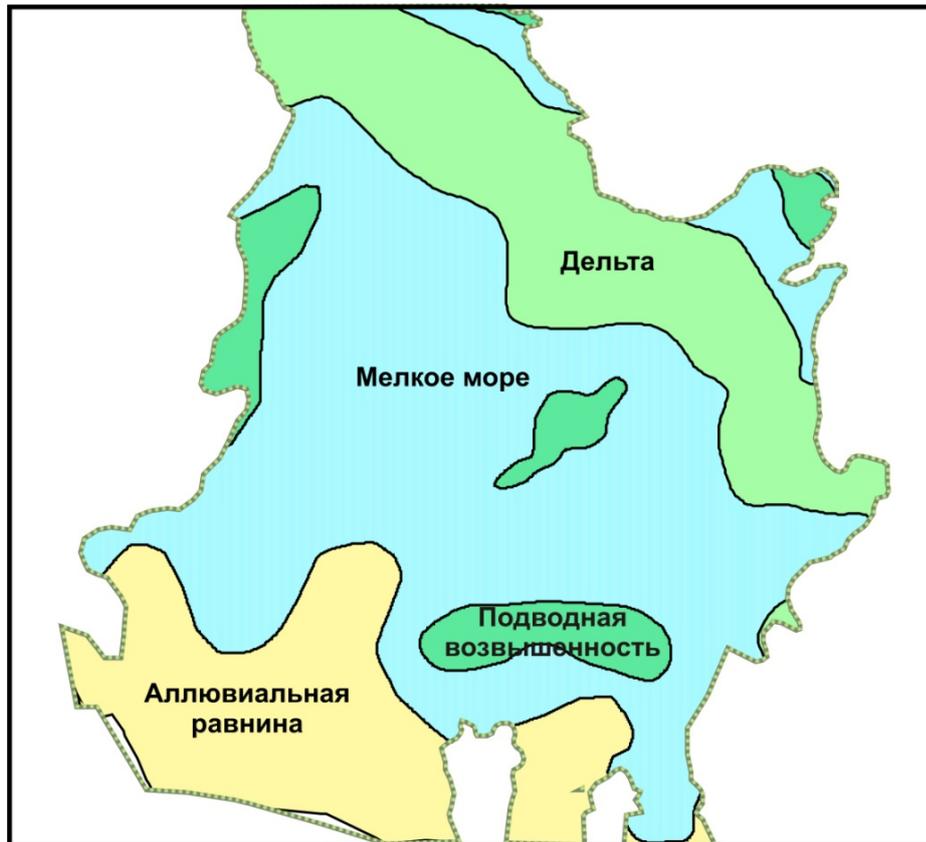


Рисунок 1.10 - Палеографическая схема леонтьевского горизонта  
(по материалам В.П.Девятого, 1995)

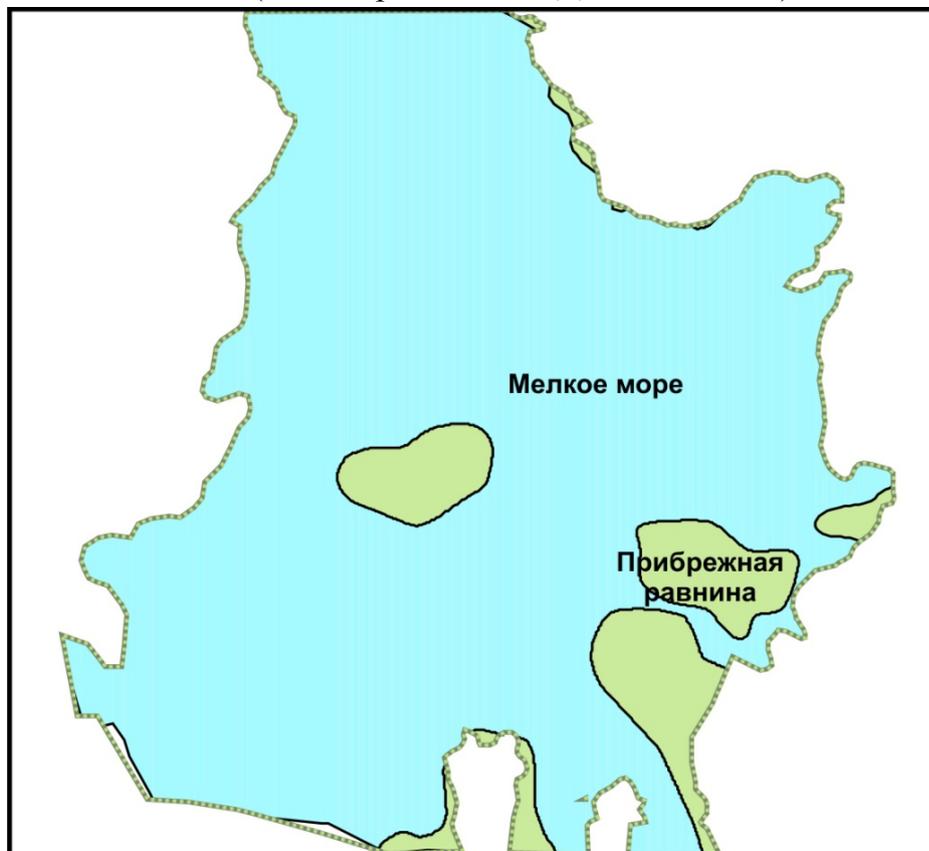


Рисунок 1.11 - Палеографическая схема малышевского горизонта  
(по материалам В.П.Девятого, 1995)

## 1.4 Структурно-тектоническая характеристика

Западно-Сибирская плита является крупнейшим осадочным бассейном. Изучение ее тектонического развития в рифейском, венд-силурийском и девонско-пермском периодах и раннем триасе [50] показало, что фундамент плиты имеет слоисто-блоковое строение, созданное в течение байкальского, салаирско-каледонского, герцинского тектоно-магматических циклов и триасового рифтогенеза. Обширные геолого-геофизические исследования по формированию нефтегазоносных бассейнов на континентах указывают на тесную связь их с процессом рифтогенеза. Мезозойско-кайнозойский Западно-Сибирский седиментационный бассейн развился под влиянием триасовой рифтовой системы, которая предопределила строение и нефтегазоносность платформенного чехла, особенно его нижних горизонтов [55, 81].

Изучением структурно-тектонического строения Западно-Сибирской плиты занимались и продолжают заниматься многие исследователи: Ф.Г. Гурари, В.С. Сурков, О.Г. Жеро, Н.П. Запивалов, В.С. Старосельцев А.Э. Конторович, В.А. Конторович, В.С. Сурков, Л.В. Смирнов, И.И. Нестеров, Н.Н. Ростовцев, А.А. Трофимук, Э.Э. Фотиади, В.И. Шпильман и другие.

В данной работе автором использовалась «Тектоническая карта юрского структурного яруса юга-востока Западной Сибири. Томская область и сопредельные территории» под редакцией В.А. Конторовича и др. [50] и структурно-тектоническая карта Западной Сибири под редакцией В.И. Шпильмана и др. (1998 г.).

На северо-западе Нюрольская мегавпадина переходит в Колтогорский мегапрогиб, окружена сводами и мегавалами: на западе – Каймысовским и Демьяновским, на юге – Межовским, на востоке – Средне-Васюганским, Пудинским и Александровским.

В пределах Нюрольской мегавпадины выделено пять отрицательных и две положительные структуры III порядка: Кулан-Игайская, Тамрадская впадины, Осевой прогиб, Тамянский, Седельниковский прогибы, Игольско-Таловое к.п. и Фестивальный вал.

Северо-восточная часть Нюрольской мегавпадины осложнена Фестивальным валом (рисунок 1.16).

Черемшанская мегаседловина – незамкнутая структура второго порядка изометричной формы расположена в зоне сочленения Колтогорского мегапрогиба и Нюрольской мегавпадины.

Граница Нюрольской мегавпадины в структурном плане по кровле малышевского горизонта ограничивается изогипсой -2650 м. Площадь мегавпадины составляет 21 626 км<sup>2</sup> в пределах Томской области. Структурная схема по кровле малышевского горизонта Нюрольского НГР представлена на рисунке 1.12.

Формирование разрывных нарушений связано с интенсивностью тектонических движений. До формирования мезозойских отложений на юго-востоке Западной Сибири существовало плато. Породы в зоне контакта мезозойских отложений с породами фундамента представлены в основном грубообломочными породами (конгломераты, брек-

чии), что свидетельствует о близости источника сноса, а также о контрастности рельефа. На рубеже триаса и юры имели место активные вертикальные тектонические движения. В это же время происходило активное формирование разломов. По результатам геолого-геофизических, сейсморазведочных исследований, а также по керну отдельных скважин в породах палеозоя фиксируются многочисленные разрывные нарушения, которые ориентированы в основном в северо-западном направлении. Кроме того, разрывные нарушения могут иметь и северо-восточную ориентировку, но такие нарушения трассируются реже [23, 47]. Осадочный чехол на изучаемой территории начал формироваться в начале триаса, ряд разломов сформированных в доюрском фундаменте пересекает мезозойские отложения и даже фиксируется в кайнозойских и в современном ландшафте (рисунок 1.13).

### 1.5 Гидрогеологическая характеристика ниже-среднеюрских отложений

Пластовые воды, являющиеся средой, в которой в течение геологической истории протекали сложнейшие физико-химические процессы превращения органического вещества, этапы преобразований продуктов распада органического вещества, в том числе и битумов нефтяного ряда, безусловно, заслуживают внимания. Региональное изучение гидрогеологии глубоких подземных вод, и в том числе ниже-среднеюрских отложений, в Западной Сибири началось одновременно с поисками нефти и газа в середине 50-х годов. Известны многочисленные опубликованные и фондовые работы М.А. Гуревича, Ю.Г. Зимины, В.Г. Иванова, А.Э. Конторовича, В.Н. Корценштейна, Н.М. Кругликова, А.Р. Курчикова, В.В. Нелюбина, В.М. Матусевича, А.Д. Назарова, А.А. Розина, А.В. Рылькова, Б.П. Ставицкого, Н.Ф. Чистяковой, О.В. Шигановой и многих других исследователей. В них освещены многие вопросы гидрогеохимии, газогидрогеохимии, гидродинамики и гидрогеотермии, также немалое внимание уделялось вопросам оценки перспектив нефтегазоносности территории гидрогеологическими методами. При этом ниже-среднеюрские отложения всегда рассматривались как единый гидрогеологический объект. На территории Томской области кровля пород фундамента находится в температурной зоне 60-140°C.

Минерализация вод изменяется в широких пределах, наиболее минерализованные юго-восточные районы Томской области. Минерализация вод не зависит от возраста, а напрямую зависит от литологии водовмещающих пород и глубины залегания. Коллектора нижней-средней юры имеют довольно невыдержанное распространение по площади, что приводит к затрудненному водообмену, а в ряде случаев к изоляции водоносных пластов. В отложениях тюменской свиты при испытаниях чаще всего встречаются воды не сильно метаморфизованные (повышен показатель отношения Na/Cl), преимущественно хлоридно-натриевого типа. Скважины, где получены притоки газа, связаны с водой пониженной минерализации до 9-18 г/л., а скважины с притоками нефти подстилаются водами с более высокой минерализацией [51, 55].

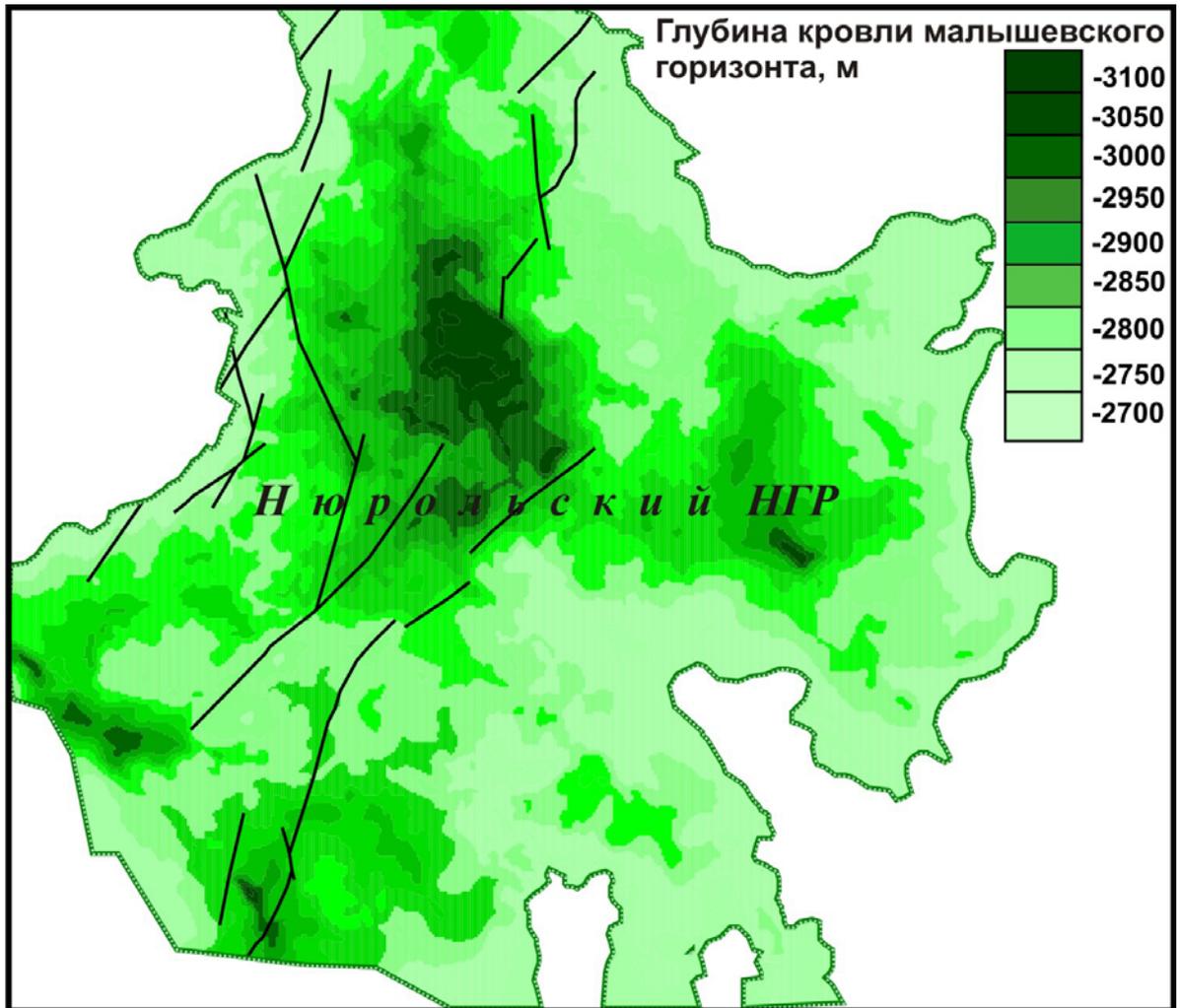


Рисунок 1.12 - Структурная схема по кровле мальшевского горизонта (Нюрольская мегавпадина)

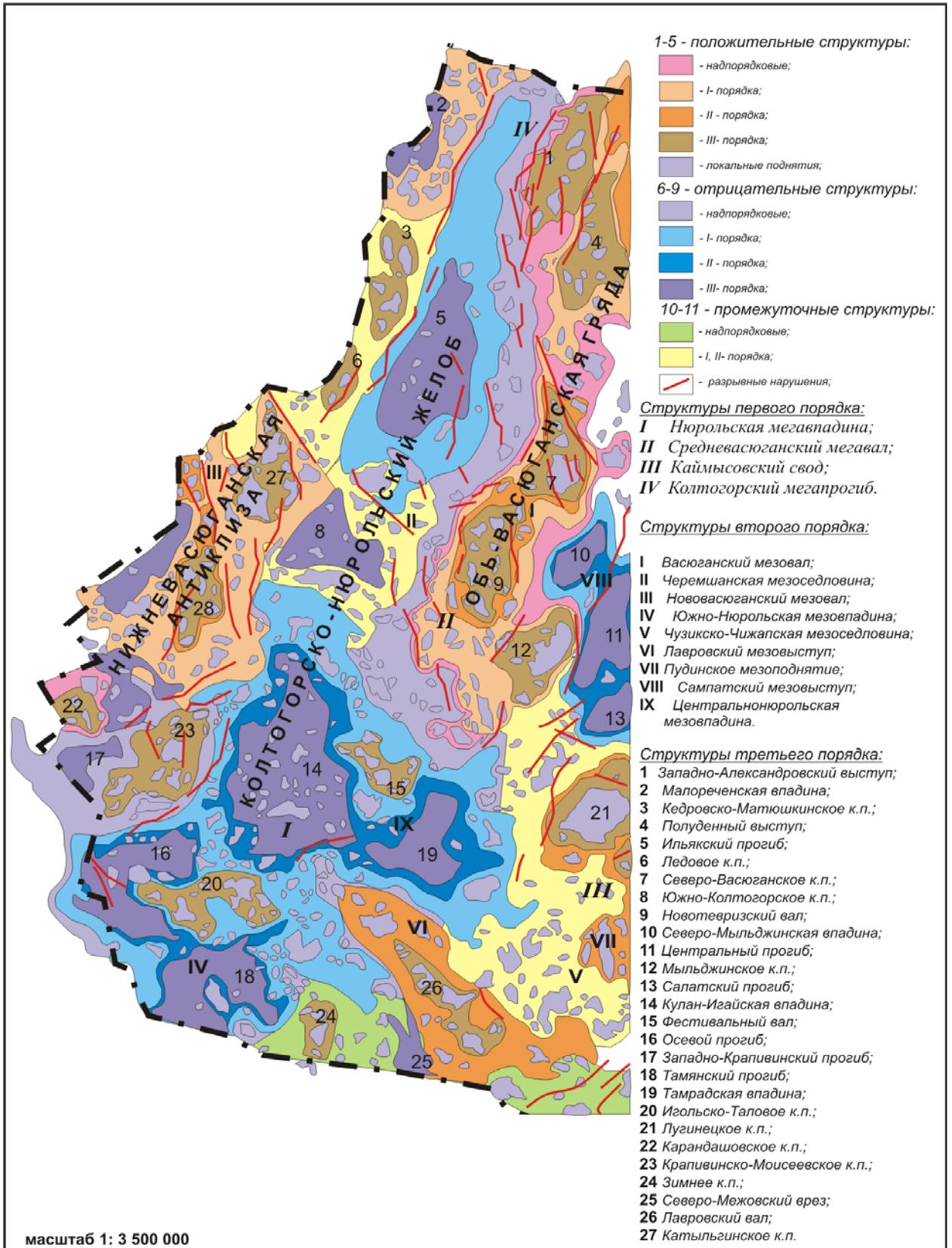


Рисунок 1.13– Фрагмент тектонической карты юрского структурного яруса юго-востока Западной Сибири (Конторович В.А., 2002 г.)

## ГЛАВА 2 НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ НЮРОЛЬСКОЙ МЕГАВПАДИНЫ

Прямые признаки нефтегазоносности нижней-средней юры и зоны контакта в пределах Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции имеют региональное распространение. Сведения о притоках нефти и газа, незначительных нефтегазопроявлениях, запахов нефти в керне, описание залежей в зоне контакта и осадочного чехла проводились различными исследователями [1, 103, 107-109]. Для центральных и южных районов Западной Сибири подобная информация по затронутым вопросам дана в работах Трофимука А.А., Вышемирского В.С., Запивалова Н.П. [35, 36], (Запивалов, 1985, 2003), Даненберга Е.Е., Тищенко Г.И. [17-19, 65, 69].

Геологическое строение и нефтегазоносность нижней-средней юры и зоны контакта приведены в многочисленных трудах сотрудников ВНИГРИ, ИНГГ СО РАН, СНИИГГиМС, Томское отделение СНИИГГиМС, Главтюменьгеология, ЗапСибНИГНИ. Под руководством Волкова В.И. создан атлас систематизированной оперативной геолого-геофизической информации, где собраны данные почти по всем промышленным месторождениям Томской области на текущий год [91].

За последнее время сведения о нефтегазопроявлениях в приконтактной зоне стали более представительными. Здесь выявлены новые промышленные скопления нефти и газа и получены новые данные об условиях формирования и строении залежей нефти и газа [63]. Тем не менее, преимущественно континентальные образования нижней-средней юры в районе исследования недостаточно изучены для детального прогнозирования ловушек углеводородов. Прежде всего, это связано с фациальной неоднородностью а также с тем, что до настоящего времени объектом для поиска и разведки являлись неокомские и верхнеюрские морские образования.

Проблема нефтегазоносности нижне-среднеюрских образований давно привлекала внимание исследователей, изучающих Западную Сибирь. В начале 50-х годов Н.Н.Ростовцев полагал, что отложения ниже-средней юры на территории Западной Сибири являются благоприятными для поисков залежей нефти и газа [73, 101]. Нижне-среднеюрские образования являются объектом исследования, и изучение их нефтегазоносности – одна из основных задач диссертационной работы.

При описании месторождений автором использованы каротажные диаграммы, подсчетные планы, построены разрезы продуктивных пластов, а также уточнена информация по запасам месторождений, стоящих на Госбалансе РФ по состоянию на 2016 г. (рисунок 2.1).

## 2.1 Описание основных типов ниже-среднеюрских месторождений

Залежи нефти и газа в районе исследования имеют сложное строение, связаны в основном с ловушками антиклинального структурно-литологического типа. Перспективными являются песчаные пласты малышевского горизонта ( $Ю_2, Ю_4, Ю_5, Ю_6$ ), вымского ( $Ю_{13-14}$ ) и надояхского ( $Ю_{15}$ ). Основные типы месторождений и нефтегазопроявлений, открытых в пределах Нюрольской мегавпадины, приведены по материалам атласа оперативной геолого-геофизической информации месторождений Томской области, выпущенного ОАО «Томскнефтегазгеология» в 2000 г. [91], и по данным фондовой литературы [89, 92, 106-109, ].

### Промышленные месторождения нефти и газа

*Фестивальное нефтяное месторождение* находится на территории Каргасокского района Томской области. В современном тектоническом плане приурочено к Ай-Кагальскому локальному поднятию, расположенному в центральной осевой части Фестивального вала, осложняющего северо-восточную часть Нюрольской мегавпадины. Структура выявлена сейсморазведочными работами МОВ с/п 9/67-68 (Мамед-Заде Р.Р.), затем детализирована с/п 24/69-70 (Акимов Р.С.). По результатам интерпретации полученных материалов выполнены структурные построения по отражающим горизонтам Па, Ш. По основному отражающему горизонту  $П^a$  (подошва баженовской свиты) структура оконтуривается изогипсой -2700 м, и представляет собой коробчатую антиклинальную складку северо-западного простирания размером  $11 \times 5$  км с амплитудой 70 м. Эти построения послужили основой для ввода ее в бурение в 1971 году. При испытании этой части разреза открытым стволом на 4 мм штуцере получен фонтан безводной нефти дебитом  $21,5 \text{ м}^3/\text{сут}$ . Кроме домезозойской продуктивной части разреза на месторождении установлена промышленная нефтеносность пласта  $Ю_{14}$ , подошва вымского горизонта, средняя юра. При испытании пласта  $Ю_{14}$  в скв.256 интервал перфорации 3095-3108 м получен приток нефти  $12,0 \text{ м}^3/\text{сут}$ .

С целью изучения площадного распространения залежи в 1972 году на расстоянии 3,6 км южнее скважины 252, за пределами оконтуривающей изогипсы, пробурена скважина 253, а в 4 км юго-восточнее, в периклинальной части структуры, в 1975 году закончена строительством скважина 255. В первой коре выветривания отсутствует, а во второй – она вскрыта на очень низкой гипсометрической отметке и представлена непроницаемыми породами.

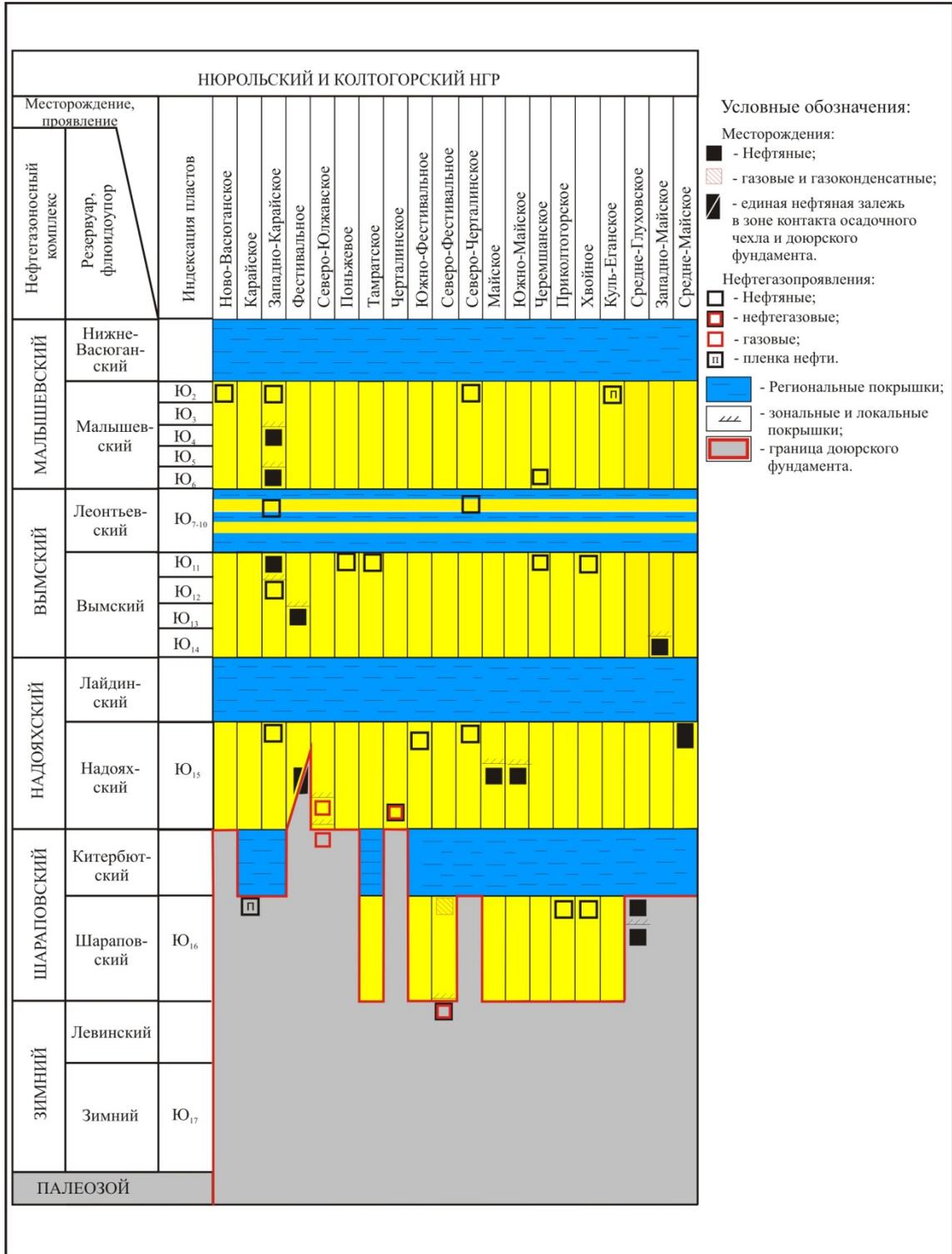


Рисунок 2.1 – Промышленные залежи и нефтегазопроявления в пределах Нюрольского НГР и сопредельной территории

В настоящее время по данным на 01.01.2016 г. в Государственном балансе на месторождении числятся залежи нефти по пластам Б<sub>10-1</sub> и Б<sub>10-2</sub> (куломзинский горизонт, нижнемеловые залежи), по пласту Ю<sub>1</sub> (васюганский горизонт, верхнеюрская залежь), по пласту Ю<sub>14</sub> (среднеюрская залежь) и по пласту М залежь приурочена к палеозойским породам коры выветривания.

Залежь в пласте Ю<sub>14</sub> (средняя юра) открыта в 2008 году, запасы нефти составляют: категории А+В+С<sub>1</sub> – 1,585 млн. т геологические и 0,429 млн. т извлекаемые, категории С<sub>2</sub> – 6,835 млн. т геологические и 2,0 млн. т извлекаемые. Запасы растворенного в нефти газа категории А+В+С<sub>1</sub> составляют 0,157 млрд. м<sup>3</sup> геологические и 0,047 млрд. м<sup>3</sup> извлекаемые, категории С<sub>2</sub> – 0,737 млрд. м<sup>3</sup> геологические и 0,22 млрд. м<sup>3</sup> извлекаемые. Месторождение находится в категории разрабатываемых (рисунок 2.2).

**Западно-Карайское нефтяное месторождение** в административном отношении расположено на юго-западе Каргасокского района. В современном тектоническом плане расположено в юго-западной части Нюрольской мегавпадины в зоне сочленения Игольского и Моисеевского к.п. Структура выявлена МОВ с/п 7/77-78 (Берлин Г.И.), затем детализирована МОГТ с/п 4,5,7/80-81 (Берлин Г.И.). По основному отражающему горизонту Па (подошва баженовской свиты) структура оконтурена изогипсой -2740 м и представлена антиклинальной складкой северо-восточного простирания, юго-западная периклиналь которой осложнена небольшим структурным носом.

Структура введена в поисковое бурение в 1983 году, и к началу 1986 года закончены строительством скважины 1, 2, 3. Скважина 1 пробурена в присводовой части структуры, которая явилась первооткрывательницей залежей нефти, приуроченных к пластам Ю<sub>6</sub> и Ю<sub>4</sub> тюменской и Ю<sub>1</sub> васюганской свит. В скв.1 в интервале 2940-2948 м (тюменская свита, пласт Ю<sub>4</sub>) получен приток нефти 0,58 м<sup>3</sup>/сут., в интервале 3070-3078 м (тюменская свита, пласт Ю<sub>6</sub>) получен приток нефти 0,5 м<sup>3</sup>/сут.

В скважинах 2 и 3 продуктивные пласты залегают гипсометрически ниже условно принятых уровней подсчета и оказались либо водоносными, либо литологически замещенными глинистыми породами. По типу залежи отнесены к пластовым сводовым, ограниченных размеров.

Залежи в пластах Ю<sub>4</sub> и Ю<sub>6</sub> тюменской свиты (средняя юра) открыты в 1994 году. На 01.01.2016 г запасы нефти составляют: категории А+В+С<sub>1</sub> – 1,82 млн. т геологические и 0,25 - млн. т извлекаемые. Запасы растворенного в нефти газа категории А+В+С<sub>1</sub> составляют 0,05 млрд. м<sup>3</sup> геологические и 0,015 млрд. м<sup>3</sup> извлекаемые. Месторождение находится в категории разведываемых (рисунок 2.3).

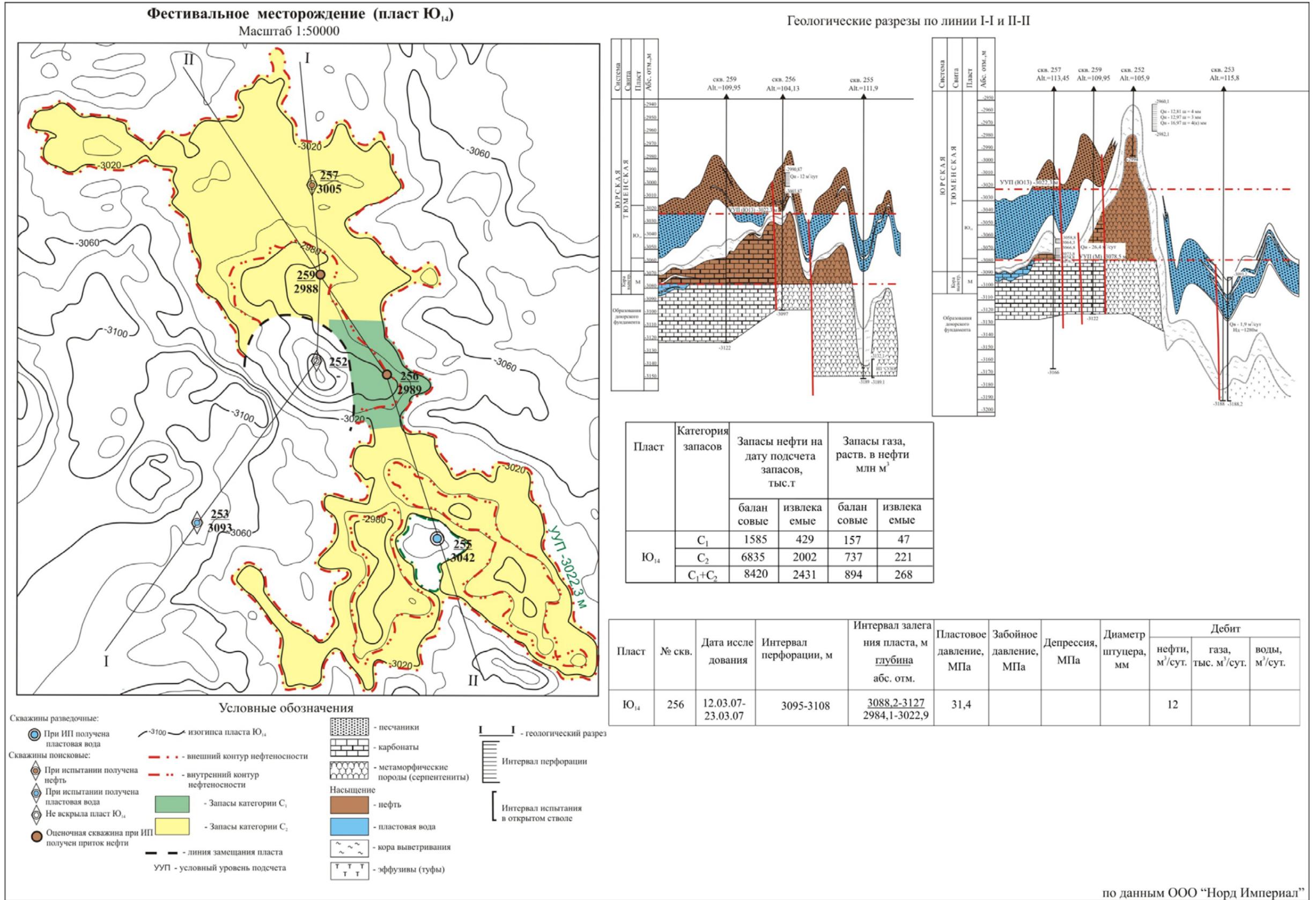


Рисунок 2.2 - Фестивальное нефтяное месторождение

**Южно-Майское месторождение.** В административном отношении Южно-Майское месторождение расположено на территории Каргасокского района Томской области.

В геологическом отношении Южно-Майское месторождение приурочено к локальному одноименному поднятию, осложняющему северо-западную периклиналь Лавровского наклонного вала в юго-восточной части Нюрольской мегавпадины.

По кровле пласта Ю<sub>14-15</sub> Южно-Майское поднятие представляет собой антиклинальную складку северо-восточного простирания неправильной формы, на северо-западе и юго-западе осложнённую структурными элементами в виде заливов. В пределах замкнутой изогипсы -2900 м размеры структуры составляют 10×3,7 км, амплитуда 50 м.

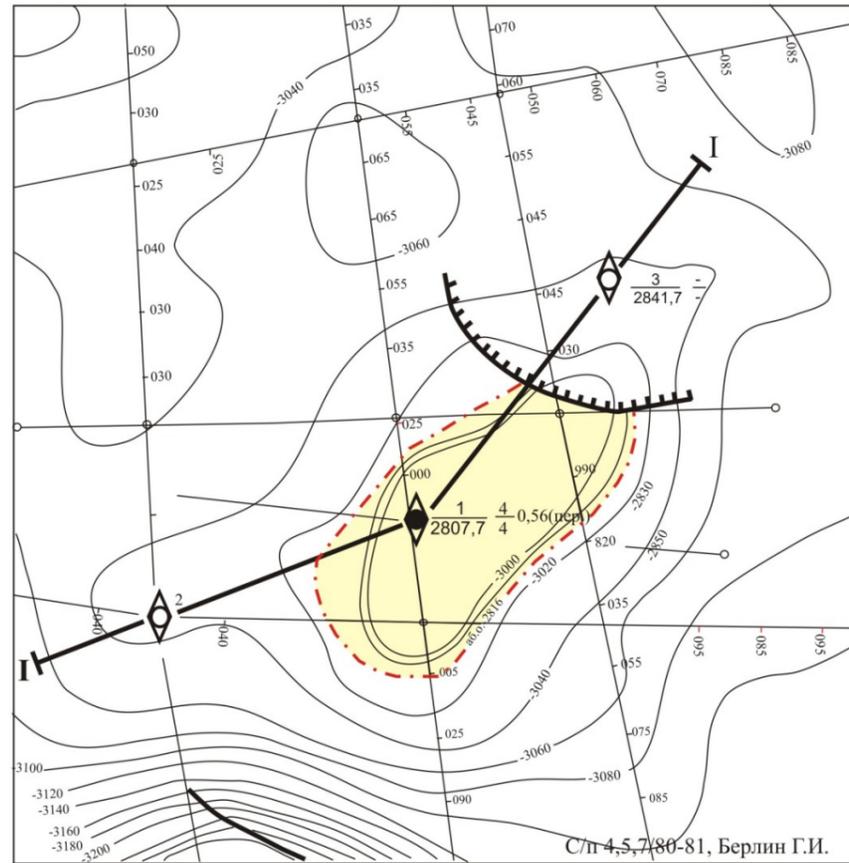
Первоначально Южно-Майское поднятие было выделено в составе Майской площади сейморазведочными работами МОВ в 1969-70 годах. В 1980 году в результате проведённых сейморазведочных работ МОГТ с/п 4,5,7/78-79 Южно-Майская структура была выделена как самостоятельное локальное поднятие. В 2004-05 годах недропользователем в рамках реализации программы геологоразведочных работ на территории лицензионного участка были проведены детальные сейморазведочные работы МОГТ 2Д (с/п 6/04-05), в результате которых было уточнено строение Южно-Майского локального поднятия по основным отражающим горизонтам. В 2007 году в центральной части поднятия была пробурена поисковая скважина № 2, в результате испытания которой выявлена промышленная залежь нефти в отложениях тюменской свиты – пласт Ю<sub>14-15</sub>, при испытании в интервале 2978,64-3003,64 м (а.о. -2852,0 - -2877,0 м) получен приток нефти дебитом 14,4 м<sup>3</sup>/сут. на СДУ 1310 м. По результатам интерпретации ГИС в разрезе пласта выделяются до 10 нефтенасыщенных пропластков, выявленная залежь относится к пластово-сводовому типу.

ВНК в скважине не вскрыт, условный водонефтяной контакт принят на отметке -2897 м – это отметка подошвы продуктивного пласта Ю<sub>14-15</sub> по скважине № 2, который по промыслово-геофизическим данным охарактеризован как нефтенасыщенный от кровли до подошвы.

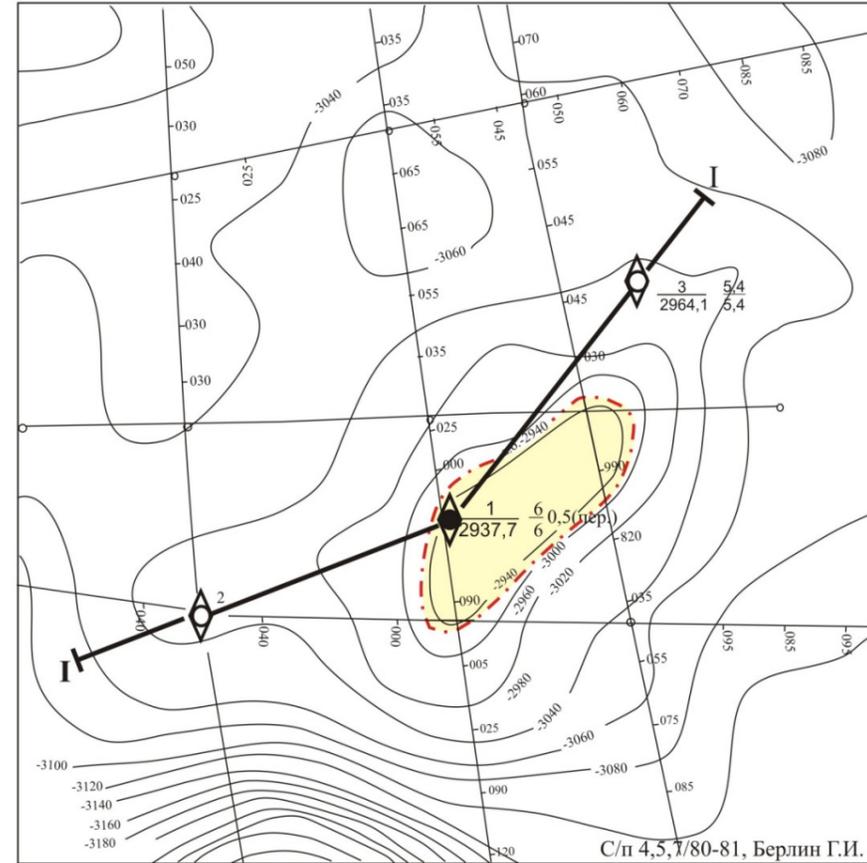
Залежь в пласте Ю<sub>14-15</sub> открыта в 2010 году. На 01.01.2016 г запасы нефти составляют: категории А+В+С<sub>1</sub>– 3,548 млн. т геологические и 1,04 млн. т извлекаемые, категории С<sub>2</sub>– 15,185 млн. т геологические и 4,450 млн. т извлекаемые.

Запасы растворенного в нефти газа категории А+В+С<sub>1</sub> составляют 0,347 млрд. м<sup>3</sup> геологические и 0,104 млн. т извлекаемые, категории С<sub>2</sub>– 1,467 млрд. м<sup>3</sup> геологические и 0,440 млрд. м<sup>3</sup> извлекаемые. Месторождение находится в категории разрабатываемых, накопленная добыча составила 0,012 млн. т (рисунок 2.4).

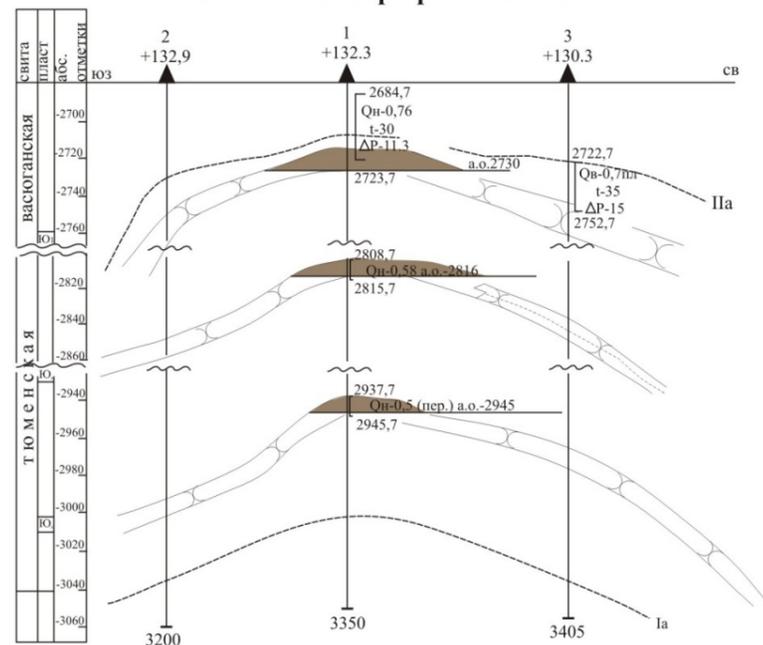
Западно-Карайское месторождение пласт Ю<sub>4</sub>  
Масштаб 1:50000



Западно-Карайское месторождение пласт Ю<sub>6</sub>  
Масштаб 1:50000



Геологический разрез по линии I-I



дата подсчета	пласт	изогипса посчета, м	площадь нефтенос. тыс. м	эффек. толщина, м	коэф. порист. д.ед.	коэф. нефтенас. д.ед.	пересчет. коэф. д.ед.	плотность нефти г/см <sup>3</sup>	коэф. извлечен. д.ед.	геологические запасы нефти, млн. т.		извлекаемые запасы нефти, млн. т.	
										C <sub>1</sub>	C <sub>2</sub>	C <sub>1</sub>	C <sub>2</sub>
01.01.2016	Ю <sub>4</sub>	р-н скв. 1 -2816	4900	4,0	0,13	0,7	0,88	0,819	0,12	1,29		0,55	
01.01.2016	Ю <sub>6</sub>	р-н скв. 1 -2945	2600	6,0	0,09	0,58	0,88	0,819	0,184	0,53		0,098	

пласт	№ скв	интервал перфор. абс. отм. м	тип перф. плотность отв/м	диаметр штуцера. мм Нд	данные исследования						продуктивность м <sup>3</sup> /сут.
					дебит газа т.м <sup>3</sup> /сут.	газовый фактор м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>	дебит неф. м <sup>3</sup> /сут.	дебит воды. м <sup>3</sup> /сут.	Р, МПа абс. отм.	Рзаб. МПа	
Ю <sub>4</sub>	1	2940-2948 2808,7-2815,7	ПКС-80 18	свобод. перелив	-	12,5	0,58	-	29,3 2808,8	-	-
	3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Ю <sub>6</sub>	1	3070-3078 2937,7-2945,7	ПКС-80 20	свобод. перелив	-	-	0,5	-	-	-	-
	3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	

Условные обозначения:

- Запасы нефти по категории C<sub>1</sub>;
- скважина поисковая давшая нефть;
- скважина без притока;
- изогипсы отражающего горизонта Ia (низы тюменской свиты);
- линия литологического замещения пласта;
- внешний контур нефтеносности;
- песчаники;
- алевролиты;
- залежь нефтяная.

по материалам "Томскнефтегазгеология"

Рисунок 2.3 - Западно-Карайское нефтяное месторождение

**Майское месторождение.** В административном отношении Майское нефтяное месторождение находится в южной части Каргасокского района Томской области. В тектоническом плане Майское месторождение приурочено к зоне сочленения восточного борта Нюрольской мегавпадины и Северо-Межовской моноклинали.

Промышленная нефтеносность связана с терригенными верхнеюрскими отложениями васюганской свиты и ниже-среднеюрскими отложениями. Поисковые работы в пределах Майской площади были начаты в 1971 году бурением скважины 390, расположенной на южном крыле Майского локального поднятия. По результатам испытания скважины была открыта залежь нефти непромышленного значения в горизонте Ю<sub>1</sub> (келловей-оксфорд). В скв. Майская 390 в интервале 2900-3097 м (пласт Ю<sub>14-15</sub>) получен приток пластовой воды 15,3 м<sup>3</sup>/сут. В скв. 392 в интервале 2980-2995 м (пласт Ю<sub>14-15</sub>) до ГРП получен приток нефти 1,1 м<sup>3</sup>/сут., после ГРП получен приток нефти 23,3 м<sup>3</sup>/сут. и приток пластовой воды 8,5 м<sup>3</sup>/сут.

Полученные результаты ранее проведенных работ и периода 2004-05 гг. дали основание впервые провести оценку запасов Майского нефтяного месторождения с постановкой их на баланс.

На сегодняшний день на месторождении в отложениях нижней-средней юры открыто четыре залежи нефти в пластах Ю<sub>11</sub>, Ю<sub>12</sub>, Ю<sub>13</sub> и Ю<sub>14-15</sub>.

На 01.01.2016 г запасы нефти составляют: категории А+В+С<sub>1</sub>– 14,712 млн. т геологические и 4,166 млн. т извлекаемые, категории С<sub>2</sub>– 4,652 млн. т геологические и 1,276 млн. т извлекаемые. Запасы растворенного в нефти газа категории А+В+С<sub>1</sub> составляют 1,45 млрд. м<sup>3</sup> геологические и 0,434 млн. т извлекаемые, категории С<sub>2</sub>– 0,443 млрд. м<sup>3</sup> геологические и 0,133 млрд. м<sup>3</sup> извлекаемые. Месторождение находится в категории разрабатываемых, накопленная добыча составила 0,18 млн. т (рисунок 2.5).

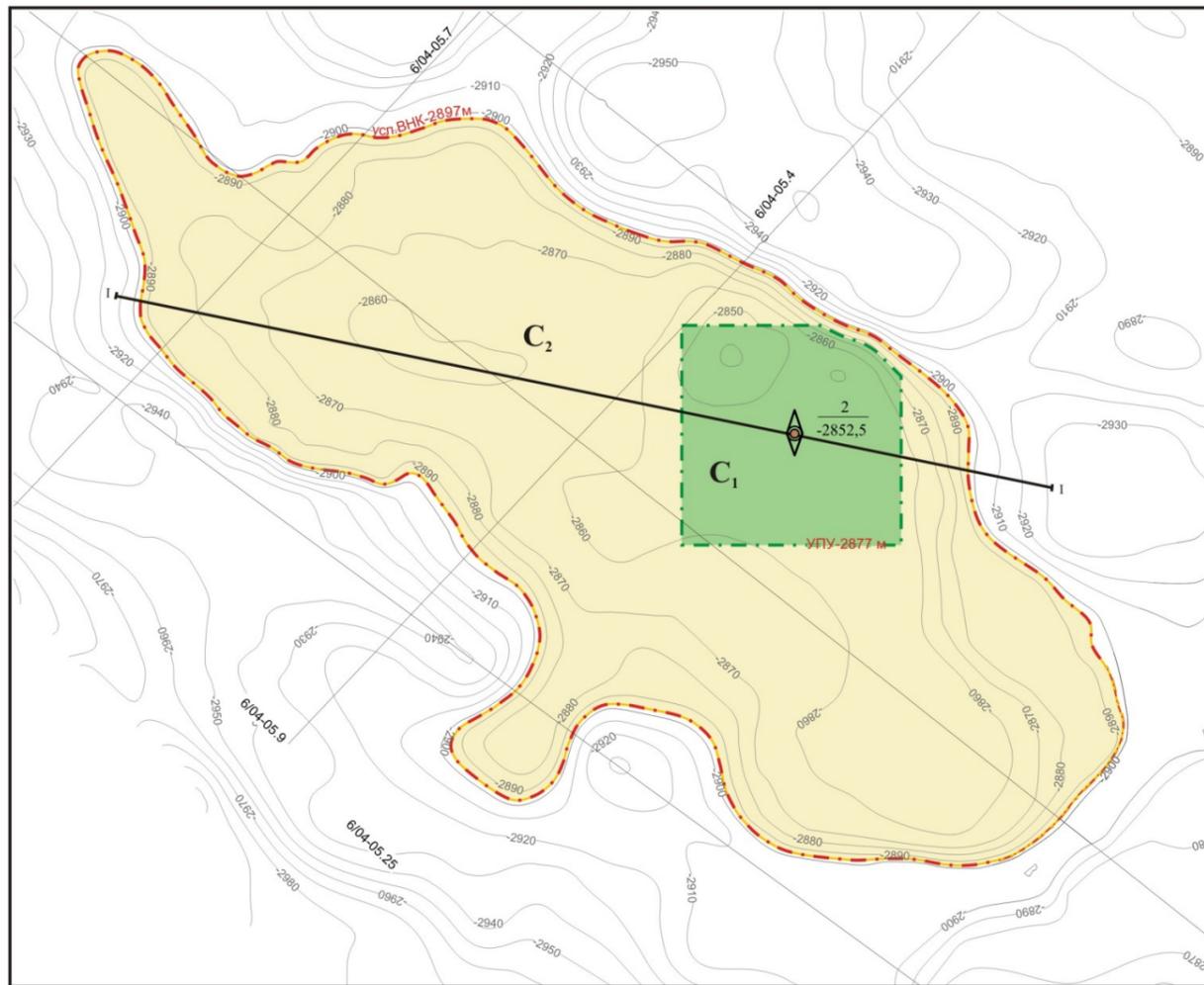
**Нефтегазопроявления** на площади Нюрольского НГР отмечены в песчаных пластах нижней-средней юры и в зоне контакта палеозойских пород. Перспективные пласты Ю<sub>2</sub>, Ю<sub>5</sub>, Ю<sub>6</sub>, Ю<sub>10</sub>, Ю<sub>15</sub> из них получены непромышленные притоки нефти и газа в пределах территории исследования. Далее приводится описание некоторых нефтегазопроявлений, выявленных на территории Нюрольского НГР по материалам фондовой литературы с привлечением данных, собранных автором.

**Южно-Фестивальная площадь.** Южно-Фестивальное локальное поднятие в тектоническом плане находится на Фестивальном вале, осложняющем северо-восточную часть Нюрольской мегавпадины.

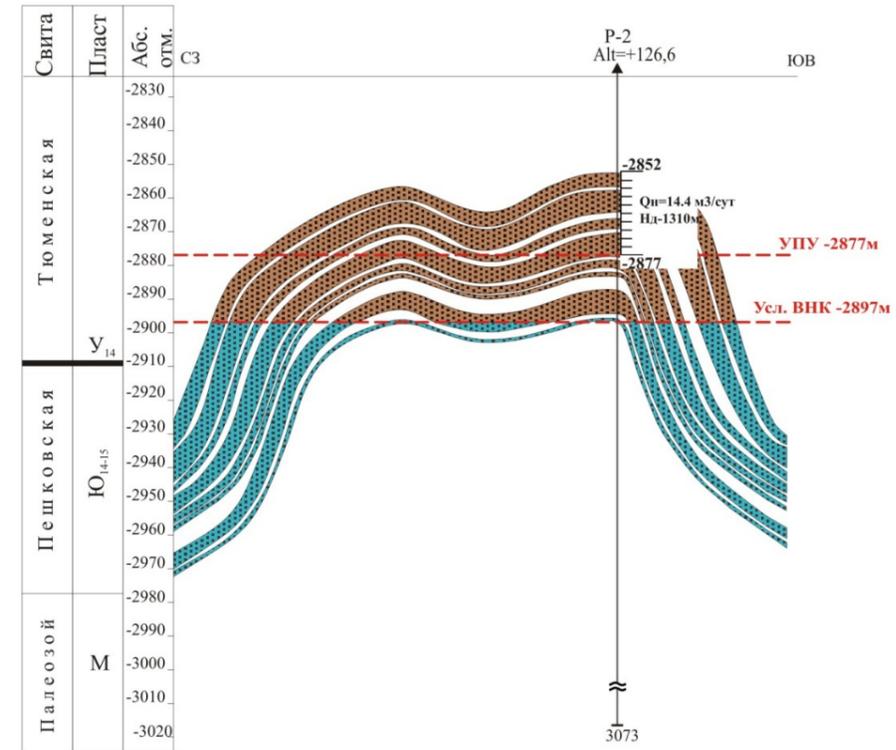
Структура выявлена сейсморазведочными работами МОВ в 1968г. (с/п 9/67-68), детализирована в 1978 г. (с/п 7/77-78). По отражающему горизонту Па поднятие представляет собой брахиантиклинальную складку неправильной формы северо-западного простирания и оконтуривается изогипсой -2740м. Размеры поднятия в пределах этой изогипсы составляют 12,5×7,5км, амплитуда 40 м. Поднятие осложнено двумя куполами – северо-западным и центральным, каждый из которых оконтуривается изогипсой -2700 м.

Южно-Майское нефтяное месторождение

Масштаб 1 : 250000



Геологический разрез I-I по линии скважины 2 Южно-Майского месторождения



№ скв.	Пласт	Интервал перфорации, м Абсолютная отметка, м	Тип перфоратора Плотность, отв/м	Данные исследования						
				диаметр штуцера, мм	дебит нефти, м³/сут	дебит воды, м³/сут	газовый фактор, м³/м³	давление пластовое, МПа	давление забойное, МПа	продуктивность, м³/сут МПа
2	Ю <sub>14+15</sub>	2978.6-3003.6 2852.0-2877.0	ЗПКТ-102С 16	Н <sub>шт</sub> -1310м	14.4	-	110	28.6	-	-

Сводная таблица подсчетных параметров и запасов нефти

дата подсчета	пласт	изогипса посчета, м	площадь нефтенос. тыс. м	эффек. толщина, м	коэф. порист. д.ед.	коэф. нефтенас. д.ед.	пересчет. коэф. д.ед.	плотность нефти г/см³	коэф. извлечен. д.ед.	геологические запасы нефти, млн. т.		извлекаемые запасы нефти, млн. т.	
										C <sub>1</sub>	C <sub>2</sub>	C <sub>1</sub>	C <sub>2</sub>
01.01.2016	Ю <sub>14+15</sub>	р-н скв.2 -2897	5069	12	0,11	0,465	0,791	0,796	0,295	3,548	15,185	1,04	4,45

Условные обозначения:

- 6/04-05.29 Сейсмические профили МОГТ 2D, 6-номер партии, 04-05 - год, 29-номер профиля;
- 2860 изолинии кровли пласта, м;
- 2 / -2852,5 поисковая скважина, с нефтью, ее номер, абсолютная отметка кровли пласта, в метрах;
- площадь с запасами категории C<sub>1</sub>;
- площадь с запасами категории C<sub>2</sub>;

- УПУ-2877 м условный подсчетный уровень;
- Усл.ВНК-2897 м условный водо-нефтяной контакт;
- линия геологического разреза.

- Скважины, пробуренные:  
Вверху - номер скважины (альтитуда ротора, м)  
внизу - глубина забоя.
- Испытание в колонне.
- Насыщение:  
нефтенасыщенные песчаники  
водонасыщенные песчаники

По данным ООО "Сибгеосервис"

Рисунок 2.4 - Южно-Майское месторождение

Южно-Фестивальное поднятие введено в бурение согласно рекомендации Таруца Г.М. и Гайдебуровой Е.А. в 1982 г. На южном склоне поднятия была заложена параметрическая скважина 1 с целью поисков залежей литологического типа в юрских отложениях. Помимо этого, в задачу скважины входит изучение доюрских образований. В процессе бурения отмечены признаки нефтегазоносности по керну, а также при испытании из интервала 3236-3257 м получен непромышленный приток нефти 0,15 м<sup>3</sup>/сут., (пласт Ю<sub>15</sub>). На Южно-Фестивальном поднятии пробурено 3 параметрические скважины по профилю в направлении с севера на юг. В скважине 4 в интервале 3154-3164 (отложения тюменской свиты) при испытании получен непромышленный приток нефти 0,4 м<sup>3</sup>/сут.

**Черталинская площадь.** Черталинское локальное поднятие расположено в центральной части Нюрольской мегавпадины, на северо-западном погружении Лавровского наклонного вала. Поднятие детализировано и сдано в бурение в 1979 г.

По отражающему горизонту Па структура представляет собой куполовидное поднятие, осложненное различными по величине и ориентировки куполами, структурными носами, заливами и перегибами. Само поднятие является осложненным выступом периклинальной части Лавровского наклонного вала, оконтуренным с трех сторон изогипсой -2700 м, которая на востоке раскрывается в сторону вала. Размеры поднятия в пределах этой изогипсы 14×12 км, амплитуда поднятия около 50 м.

Также довольно сложную морфологию поднятие имеет и по отражающему горизонту М (подошва тюменской свиты). Эрозионно-тектонический выступ имеет серию различных куполов. Выступ ограничен со всех сторон системой разломов различной ориентировки и величины. Общие размеры эрозионно-тектонического выступа 14×13 км. В сводовой части поднятия пробурена поисковая скважина 1 (забой 3500 м). Юрские отложения вскрыты на глубине 2773 м. Тюменская свита характеризуется наличием мощных (до 40 м) песчаных пластов-коллекторов, перекрытых глинистыми породами. При испытании скважины в колонне опробовано 2 объекта.

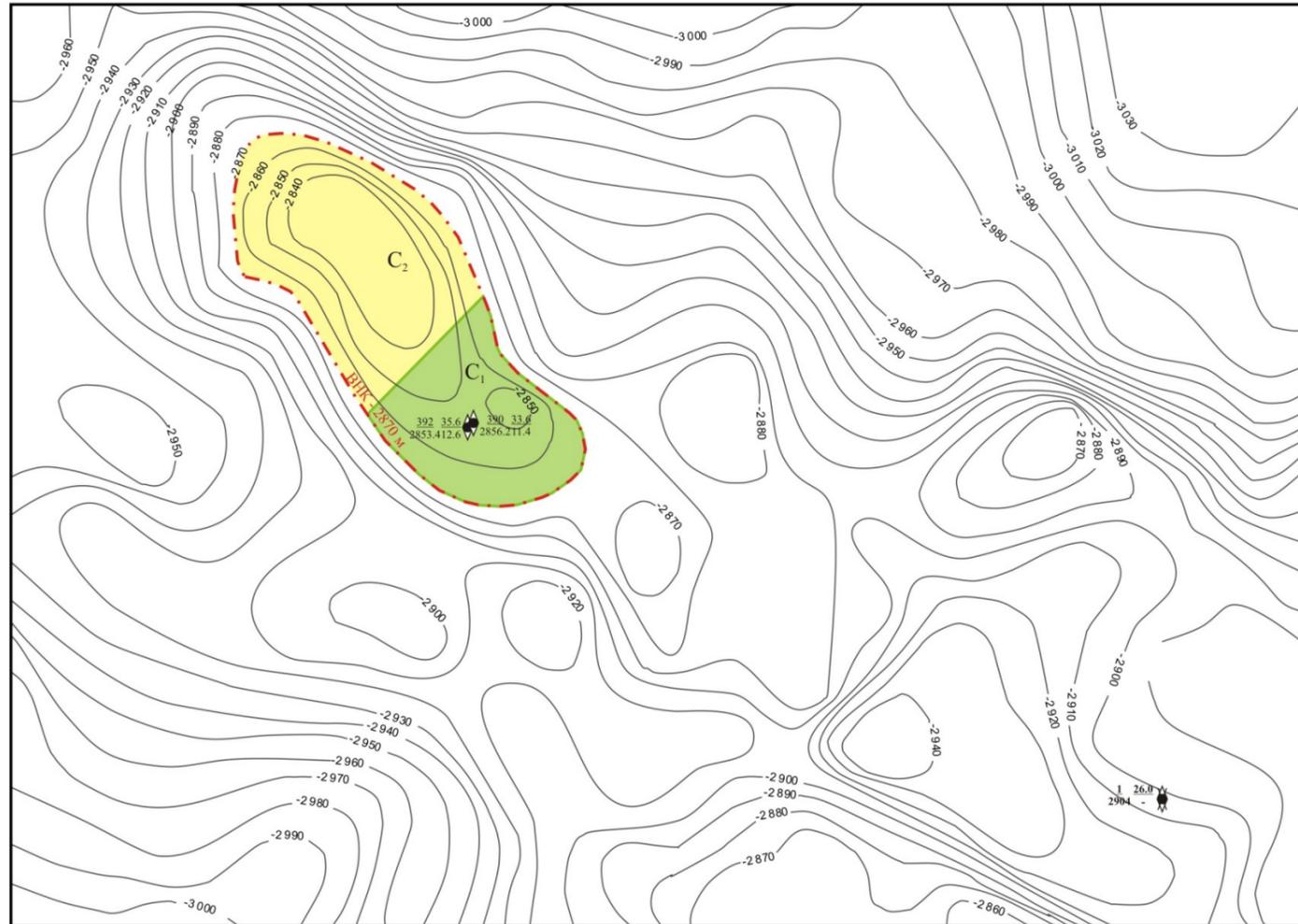
В интервале 3270-3286 м отложения тюменской свиты (надояхский горизонт) получена нефть с дебитом 0,66 м<sup>3</sup>/сут. и газа с дебитом 0,32 тыс. м<sup>3</sup>/сут.

В интервале 3326-3350 получен приток минерализованной воды 0,83 м<sup>3</sup>/сут. В 2,5 км восточнее скважины 1 пробурена поисковая скважина 2, цель бурения – поиски пластовых сводовых залежей в песчаных пластах тюменской свиты, а также залежей нефти и газа в эрозионно-тектонических выступах палеозоя. Глубина скважины 3458 м, палеозой вскрыт на глубине 3425 м.

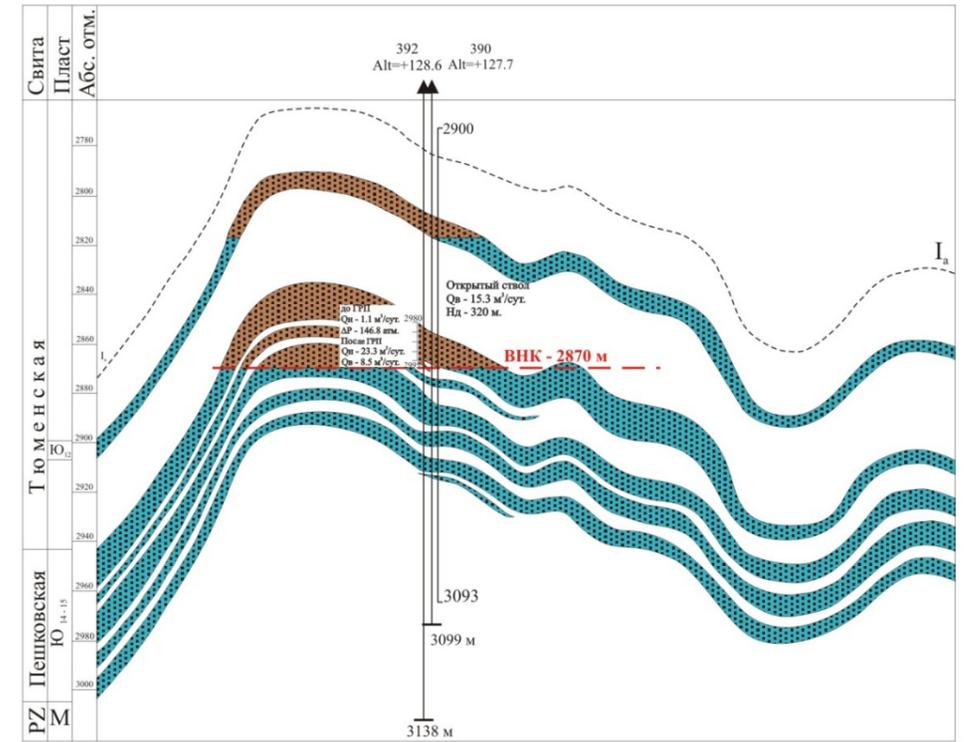
При испытании в скважине в интервале 3270-3286 (пласт Ю<sub>15</sub>) получена нефть с притоком 0,66 м<sup>3</sup>/сут. и газ 0,32 тыс. м<sup>3</sup>/сут.

С этой же целью в 5 км севернее от скважины 1 пробурена поисковая скважина 3. Глубина скважины 3460 м, кровля палеозоя на глубине 3372 м. В испытании участвовали 2 объекта: тюменская свита и палеозойские отложения по результатам объекты «сухие» (рисунок 2.6).

Майское нефтяное месторождение, пласт Ю<sub>14-15</sub>  
Масштаб 1 : 250000



Геологический разрез I-I Майского месторождения



Условные обозначения:

- вода;
- нефть;
- площадь с запасами категории C<sub>1</sub>;
- площадь с запасами категории C<sub>2</sub>;

--- внешний контур нефтеносности;  
**ВНК - 2870 м** водонефтяной контакт;  
~ ~ ~ изолинии кровли пласта Ю<sub>14-15</sub>

2980  
Qв - 1.1 м<sup>3</sup>/сут.  
ΔР - 146.8 атм. Результаты испытания в колонне.  
2995  
2900  
Qв - 15.3 м<sup>3</sup>/сут.  
Нд - 320 м. Результаты испытания в открытом стволе.  
3093  
390  
2856,2  
Поисковая скважина, давшая нефть, ее номер, абсолютная отметка кровли пласта Ю<sub>14-15</sub> в метрах.  
33,6  
11,4  
Эффективная толщина  
эффективная нефтенасыщенная толщина.

Пласт	№ скв.	Интервал перфорации, м Абсолютная отметка, м	Тип перфоратора плотность, отв/м	Данные исследования							
				Диаметр штуцера, мм (Нд - динамический уровень, м)	Дебит газа, тыс. м <sup>3</sup> /сут	Газовый фактор м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>	Дебит нефти, м <sup>3</sup> /сут	Дебит воды, м <sup>3</sup> /сут	Р <sub>пл.</sub> МПа	Р <sub>зб.</sub> МПа	Продуктивность м <sup>3</sup> /сут. МПа
Ю <sub>14-15</sub>	390	2900 - 3097 2772,3-2965,3	открытый ствол	Нд-320	-	-	-	15,3	-	-	-
	392	2980 - 2995 2852,3-2867,3	ЗПКО - 89С 19	до ГРП Нд - 1552 после ГРП ЭЦН	-	-	1,1	-	28,4	14,4	-
					-	-	23,3	8,5*	28,4	-	-

приток минерализованной воды ( смесь пластовой и технической с минерализацией 21 г/литр)

дата подсчета	пласт	изогипса посчета, м	площадь нефтенос. тыс. м	эффек. толщина, м	коэф. порист. д.ед.	коэф. нефтенас. д.ед.	пересчет. коэф. д.ед.	плотность нефти г/см <sup>3</sup>	коэф. извлечен. д.ед.	геологические запасы нефти, млн. т.		извлекаемые запасы нефти, млн. т.	
										C <sub>1</sub>	C <sub>2</sub>	C <sub>1</sub>	C <sub>2</sub>
01.01.2016	Ю <sub>14-15</sub>	р-н скв. 392 -2870	16 275	19,5	0,12	0,51	0,770	0,789	0,296	13,109	3,03	3,754	0,854

По данным ООО "Альянснефтегаз"

Рисунок 2.5 - Майское нефтяное месторождение

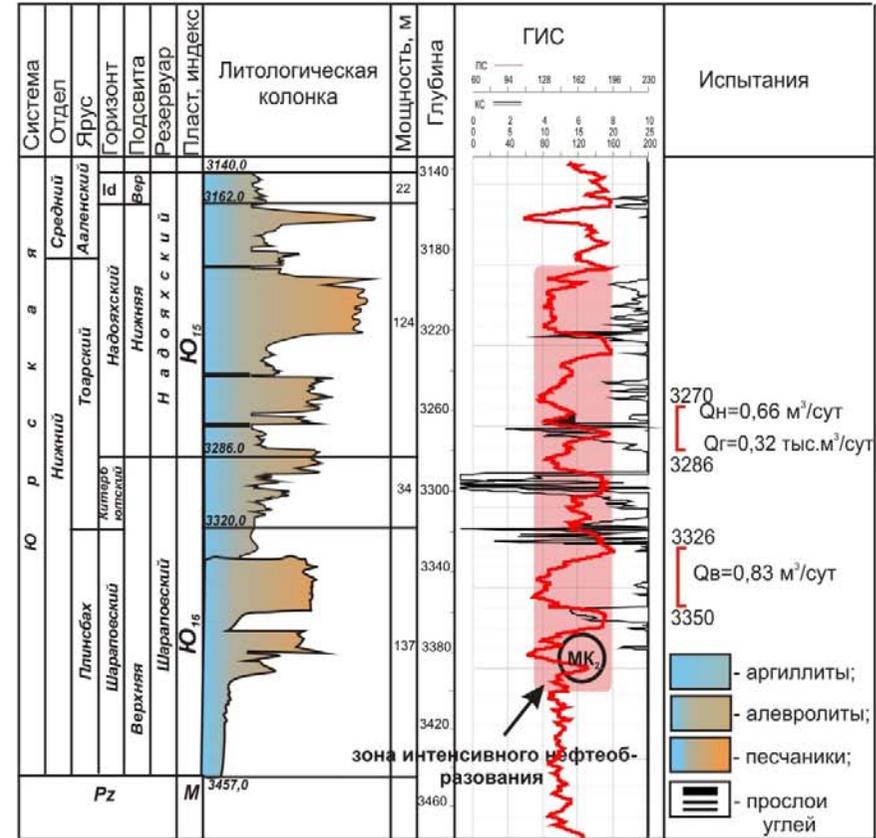
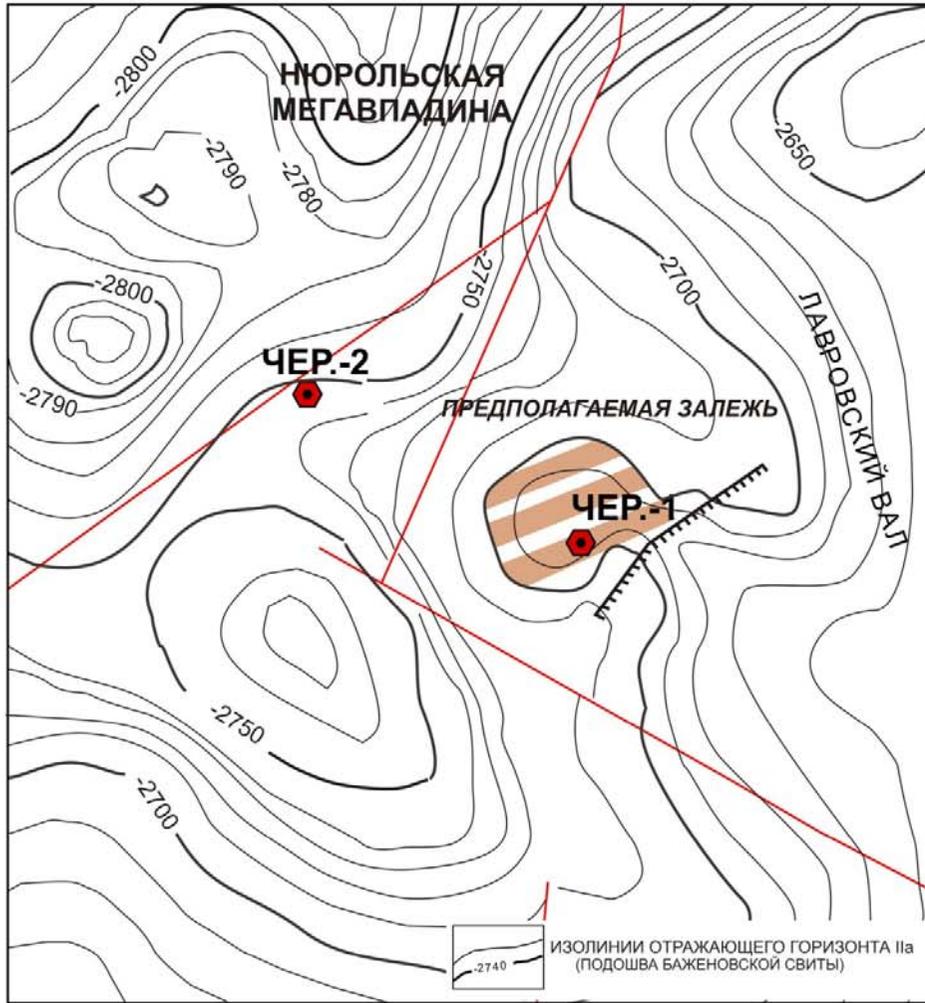


Рисунок 2.6 – Черталинская структура

**Карайская площадь.** Карайское локальное поднятие выявлено и подготовлено к бурению работами МОВ в 1977-78гг. (СП 7/77-78). По горизонту Па поднятие имеет форму куполовидной складки, оконтуренной изогипсой-2760 м, размерами 20×10 км и амплитуду 70 м. Площадь введена в поисковое бурение в 1979 г. скважиной 1, пробуренной в своде поднятия. Выявлена промышленная залежь нефти в пласте Ю<sub>1</sub><sup>1-2</sup>, залегающая в интервале 2798-2808 м. При испытании получен приток нефти 26 м<sup>3</sup>/сут., на штуцере 8 мм. К настоящему времени на площади пробурено еще 8 скважин. В скважине 3, которая расположена на западной периклинали, при опробовании палеозойских пород (интервал 3332-3356 м) была получена пленка нефти.

#### **Физико-химическая характеристика нефтей**

Нефти в исследуемом районе в основном легкие (0,83 г/см<sup>3</sup>), малосернистые (0,25%), малосмолистые, парафинистые. Нефти в зоне контакта палеозоя с породами осадочного чехла характеризуются средней плотностью (0,83 г/см<sup>3</sup>), небольшим содержанием серы (0,18%), смол (3,82%), асфальтенов (1,75%) и высоким содержанием парафина (13,1%).

## ГЛАВА 3 ОБОСНОВАНИЕ ВЫДЕЛЕНИЯ ПОДРАЙОНОВ ПРИ НЕФТЕГАЗОГЕОЛОГИЧЕСКОМ РАЙОНИРОВАНИИ

### 3.1 Принципы нефтегазogeологического районирования

Нефть и газ крайне неравномерно распределены в недрах Земли. В связи с этим прогнозирование нефтегазоносности и проведение геологоразведочных работ направлены на выявление территорий и частей разреза, характеризующихся максимальной концентрацией месторождений и залежей нефти и газа. Выделение в пределах исследуемой территории отдельных частей по степени сходства геотектонического строения и состава слагающих их формаций, т. е. факторов, в совокупности контролирующих нефтегазоносность недр, называется *нефтегазogeологическим районированием* [48, 77, 78, 86]. При нефтегазogeологическом районировании учитываются в основном две группы факторов, контролирующие процессы генерации, миграции и аккумуляции УВ:

- Современное геотектоническое строение изучаемых территорий;
- Литолого-стратиграфическая характеристика разреза, основанная на палеогеографических, формационных и фациальных условиях формирования осадков в различных частях этих территорий.

В данной работе в качестве дополнительных критериев при нефтегазogeологическом районировании территории исследования учитываются:

- пластовое давление, измеренное при проведении испытаний в скважинах;
- литология и показатели фильтрационно-емкостных свойств пород-коллекторов.

Принимались в расчет также геохимические условия территории, концентрация содержащихся в породах битумоидов и органического вещества (ОВ).

В настоящее время в региональной нефтегазовой геологии приобрела большое значение проблема нефтегеологического районирования. Это связано с открытием месторождений нефти и газа в прогибах и впадинах: Игольско-Таловое, Глуховское и другие месторождения (верхняя юра); Западно-Карайское месторождение (средняя юра); Майское, Южно-Майское, Северо-Фестивальное месторождения (нижняя юра), расположенные в пределах Нюрольской мегавпадины.

Нефтегазogeологическое районирование недр имеет большое научное и практическое значение. От того, на каких принципах и критериях оно базируется, во многом зависит прогнозирование нефтегазоносности, выбор направлений, методики поисково-разведочных работ, перспективы освоения нефтяных и газовых ресурсов на отдельных территориях [54].

В отечественной геологии вопросами нефтегазogeологического районирования в разное время занимались и занимаются И.И. Нестеров, Ф.Г. Гурари, Н.П. Запивалов, А.Э. Конторович, И.Г. Левченко, Ф.К. Салманов, Г.П. Худорожков, В.С. Бочкарев, И.С. Грамберг, И.А. Иванов, Ю.Н. Карагодин, Н.Х. Кулахметов, Н.Б. Вассоевич, В.Д. Наливкин, К.И. Микуленко, Н.К. Праведников, К.А. Шпильман, Н.Н. Ростовцев, А.В. Рыль-

ков, М.Я. Рудкевич, В.Г. Смирнов, Д.С. Сороков, Б.П. Ставицкий, В.С. Сурков, А.А. Трофимук, В.И. Шпильман, А.В. Шпильман, А.М. Брехунцов, Ю.Г. Эрвье, В.В. Гребенюк, Г.П. Евсеев, В.А. Волков, Н.В. Судат и другие [7-10, 14-18, 35, 42, 47-48, 50, 60-61, 73-75, 81, 83, 85].

До середины 1960-х годов проблема нефтегазогеологического районирования Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции сводилась к районированию ее территории на земли, бесперспективные и перспективные для поисков месторождений нефти и газа, а последних – по степени перспективности. В середине 1960-х годов обособилась вторая задача – районирование территории провинции на нефтегазоносные области и районы, которая в настоящее время остается актуальной.

Одна из концепций выделения нефтегазоносных районов строится на теории накопления и преобразовании рассеянного органического вещества (РОВ). Условия преобразования которого зависят от его типа и степени катагенеза. Степень катагенеза зависит, в первую очередь, от температуры и глубины погружения. Чем больше температура и глубина залегания, тем выше степень метаморфизма РОВ. Следовательно, при одинаковом типе органического вещества в более погруженных участках условия для образования способных к эмиграции углеводородов наступают раньше, чем в приподнятых. По мере погружения седиментационного бассейна такие же благоприятные условия для нефтегазообразования появляются в приподнятых участках. Но во впадинах большие концентрации углеводородов образуются раньше на каждый определенный последующий отрезок времени, если в пределах рассматриваемого участка земной коры не отмечается перестроек структурного плана. При эмиграции углеводородов за счет диффузии или за счет уплотнения поток мигрирующих углеводородов всегда будет направлен от оси впадин в сторону смежных поднятий.

Исходя из этого, Г.П. Евсеев, И.И. Нестеров, Ф.К. Салманов, Г.П. Сверчков, К.А. Шпильман и другие считают, что во внутренних частях седиментационных бассейнов граница нефтегазоносного района должна проходить по осям впадин, окружающих крупную положительную структуру. В этом случае нефтегазоносный район рассматривается как нефтегазосборная площадь для определенной структурной единицы земной коры. За структурную единицу принимается структура первого или второго порядка, окруженная со всех сторон впадинами.

А.Э. Конторович, В.В. Гребенюк, И.А. Иванов и другие признают, что в нефтегазоносном районе должны быть близкие условия аккумуляции углеводородов. Однако они полагают, что принцип районирования, предлагаемый Г.П. Евсеевым, И.И. Нестеровым и другими, правилен и полезен, когда решается конкретная задача анализа условий нефтегазообразования на сводке, мегавалу, валу и т.п. или ведется подсчет запасов нефти и газа объемно-генетическим или сравнительно-статистическими методами. В этом случае по существу, следует выделить не нефтегазоносный, а нефтегазосборный район. В пределах такого района условия аккумуляции углеводородов во впадинах и на поднятиях будут различными (рисунок 3.1).

Поэтому, по мнению А.Э. Конторовича и других, район должен характеризоваться едиными нефтегазоносными пластами или группами пластов, сходными типами залежей

и как следствие единой методикой поисков и разведки. Применительно к условиям Западной Сибири с этих позиций правильнее выделять районы, приуроченные к сводам, мегавалам и т.д., и районы, приуроченные к мегавпадинам, мегапрогибам и т.д. Если в пределах тектонической структуры первого или второго порядка литолого-фациальные условия резко меняются и соответственно меняются основные продуктивные пласты и типы залежей, то граница района может рассекают структуру. Нефтегазоносные районы могут иметь площадь от 10-15 до 70-100 тыс. км<sup>2</sup> [47].

На основе выделения нефтегазоносных провинций, областей и районов составлен ряд карт, характеризующих размещение месторождений нефти и газа и перспектив нефтегазоносности СССР (1969, 1976). В 1984 году составлена тектоническая карта нефтегазоносных территорий СССР. Затем изданы карты нефтегазоносности и нефтегазогеологического районирования СССР (1988, 1990), России (1994, 1998) и др. При составлении последних большое значение придавалось суммарным ресурсам углеводородов и их удельному значению для каждой единицы районирования – провинции, области и района.

### **3.2 Критерии нефтегазогеологического районирования**

Район исследования находится в пределах Томской области, которая входит в состав Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции, расположенной в пределах крупнейшей в мире Западно-Сибирской равнины площадью 3400 тыс. км<sup>2</sup>.

В основу существовавшего нефтегазогеологического районирования нижней – средней юры положен структурно-тектонический признак как один из ведущих параметров, влияющих на распределение и формирование залежей УВ.

На основе структурной карты по опорному отражающему горизонту Па, с учетом принципа унаследованности произведено структурное районирование нижнеплитного комплекса юго-востока Западно-Сибирской плиты. Выделены положительные структуры: мегавалы, мегавалы, своды, выступы, куполовидные поднятия, а также седловины и моноклинали. В качестве отрицательных структур мегапрогибы и мегавпадины [50].

Нефтегазогеологическое районирование проводилось с учетом основных признаков, характерных для оцениваемых объектов нижней-средней юры, отличительной особенностью которых является их полифациальный характер, затрудненная латеральная и вертикальная миграция флюидов, частое осложнение строения чехла выступами фундамента. Ведущим фактором нефтегазогеологического районирования территории является структурно-тектонический

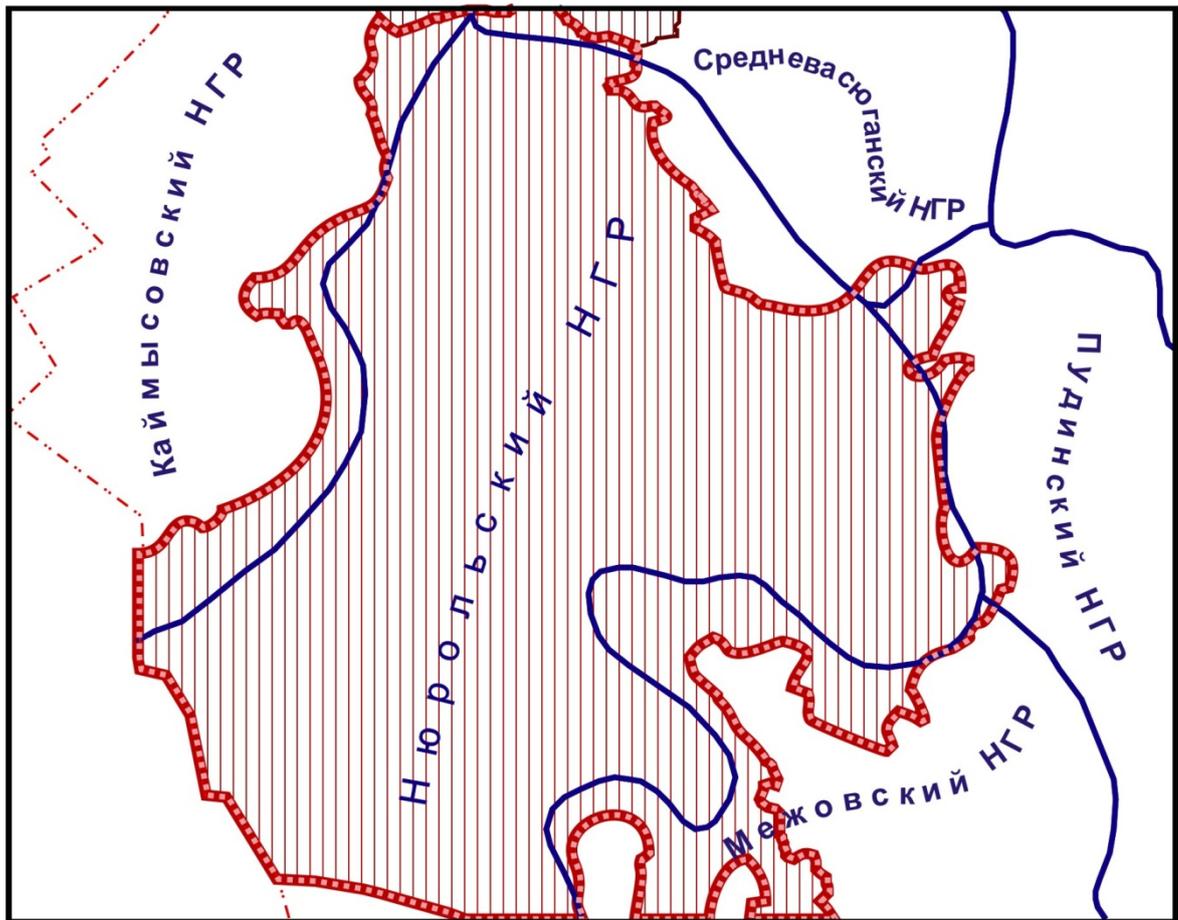


Рисунок 3.1 - Схема нефтегазогеологического районирования

критерий, но с учетом лито-фациальных особенностей разрезов нижней-средней юры и дополнительных факторов значений пластовых давлений и фильтрационно-емкостных свойств пород.

### ***Структурно-тектонический критерий***

В качестве тектонического критерия единицами нефтегазогеологического районирования были взяты: мегавпадины и мегапрогибы, моноклинали, структурные носы, структурные ступени, седловины и мегавалы. Мегавпадины и мегапрогибы рассматриваются в первую очередь как генераторы углеводородов. Концентрация в них залежей нефти и газа ограничены. Моноклинали с резкими углами наклона малоперспективны на обнаружение структурных ловушек. Структурные ступени представляют собой барьер для латеральной миграции углеводородов от впадин к приподнятым участкам рельефа. Седловины рассматриваются как полузакрытые системы для миграции углеводородов. Своды и мегавалы представляют собой наиболее устойчивые структурные элементы и рассматриваются как закрытые системы, способные в наибольшей степени концентрировать мигрантоспособные углеводороды. Район исследования входит в Нюрольский нефтегазоносный район, Каймысовскую нефтегазоносную область Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции.

### *Литолого-фациальный критерий*

Метод основан на выделении фаций, под которыми понимается часть (современной или древней) земной поверхности, на всем протяжении обладающей одинаковыми физико-географическими условиями осадконакопления, имеющая однотипный литологический состав и таксоны фауны или флоры [45].

Район исследования находится в Обь-Тазовской переходной фациальной области, которая занимает наиболее прогнутые участки Томской области. Эта фациальная область характеризуется наиболее полным стратиграфическим объемом нижней-средней юры, наибольшими мощностями (950 м в пределах Нюрольской мегавпадины), морскими и солоноводными фациями [40].

Раздельный анализ перспектив отложений нижней-средней юры показал, что в целом для нижней юры наиболее перспективны аллювиальные, дельтовые, эстуарные, мелководно-морские отложения, приуроченные к депрессионным зонам. Для среднеюрских отложений, формировавшихся преимущественно в мелководном море и на прибрежных равнинах, наиболее перспективными оказываются подводные возвышенности, подводные склоны архипелаговых островов, связанных с системами затопленных валов, куполов.

***Нюрольский нефтегазоносный район*** находится в юго-западной части Томской области, включает Нюрольскую мегавпадину.

Тектоника предопределила развитие в пределах района в полном объеме отложений нижней юры, включающих песчаные горизонты: зимнего аллювиального – фрагментарно, шараповского мелководно-морского, прибрежно-равнинного, аллювиального, надояхского мелководно-морского, прибрежно-равнинного – повсеместно. Отложения средней юры включающие песчаные горизонты: вымского мелководно-морского песчано-алевритово-глинистого и малышевского песчано-алевритового, формировавшихся в мелком море с большим количеством подводных возвышенностей, распространены повсеместно. Исторически сложилось, что погруженные участки менее изучены бурением. Этот факт обусловлен антиклинальной теорией поиска месторождений, малыми глубинами поисковых и разведочных скважин и не является исключением для данного района. Несмотря на сравнительно слабую изученность, в интервале нижней юры открыты залежи нефти на Майской и Южно-Майской площадях, залежи свободного газа на Северо-Фестивальной площади. В средней юре промышленные залежи нефти открыты на Западно-Карайской и Фестивальной площадях.

Исходя из фактических открытий и общих гидрогеохимических данных район исследования относится к преимущественно нефтеносному.

В пределах НГР распределение открытых залежей неравномерное, это относится и к Нюрольскому НГР, западная часть характеризуется отсутствием залежей в разрезе нижней-средней юры, когда в пределах восточной части месторождения открыты.

В работе предложен подход к районированию территорий, выделение районов и подрайонов на основе привлечения дополнительных параметров - пластовых давлений,

температур и ФЕС песчаных пластов. Дифференцирование территорий с этой позиции позволяет оценивать конкретный район по схожести условий формирования и нахождения залежей, что благоприятно отражается на оценки ресурсного потенциала УВ для выделенного района или подрайона.

### 3.3 Характеристика пластовых давлений в песчаных пластах Нюрольской мегавпадины

Для территории Нюрольской мегавпадины автором были проанализированы такие параметры, как пластовое давление, пластовая температура, фильтрационно-емкостные свойства пород. Дано литологическое описание разреза скважин в интервале нижней-средней юры. Также учитывалось структурно-тектоническое строение исследуемой территории и геохимические параметры (состав содержащихся в них битумоидов и органического вещества).

Вопросами, связанными с пластовыми давлениями, занимались томские гидрогеологи Иванов В.С., Назаров А.Д., Манылов Л.С., а также специалисты ФГУП «СНИИГГиМС».

Пластовое давление ( $P_{пл.}$ ) – давление жидкости или газа (флюида) в поровом пространстве горной породы, находящейся в естественных условиях залегания, является одним из факторов, вызывающих перемещение подвижных веществ в горных породах.

Гидростатическое давление ( $P_{гидр}$ ) – давление в исследуемой точке пласта, создаваемое весом столба пластовых вод (флюидов), насыщающих вышележащие отложения по вертикали, от поверхности до глубины точки исследования.

Условное гидростатическое давление ( $P_{у.гидр.}$ ) – давление в исследуемой точке пласта, создаваемое весом столба пресной воды (плотность  $1000 \text{ кг/м}^3$ ), насыщающей вышележащие отложения по вертикали, от поверхности до глубины точки исследования.

Нормальное пластовое давление – давление жидкости или газа (флюида) в поровом пространстве горной породы, численно равно величине нормального гидростатического давления.

Повышенное пластовое (поровое) давление – давление жидкости или газа (флюида) в поровом пространстве горной породы, превышающее условное гидростатическое давление не более чем на 30%, т.е. отвечающее условию:

$$1,3 \geq P_{пл.} / P_{у.гидр.} > 1,0. \quad (1)$$

Необходимым и достаточным условием формирования в недрах высоких пластовых давлений является сочетание нескольких условий. Первое из них – относительная изолированность резервуара, затрудненная связь с областями разгрузки. Второе условие – принос флюидов в резервуар извне (увеличение массы флюида в резервуаре), а при постоянстве их массы (без притока извне) – увеличение объема флюидов в резервуаре

или уменьшение объема резервуара, или то и другое одновременно. Третье – неотектонические процессы, создавшие основные черты современного рельефа Земли [100].

Увеличение массы флюида в резервуаре может быть обусловлено как приносом его из нижележащих горизонтов земной коры, так разгрузкой поровых растворов из уплотняющих глин в коллекторы. Увеличение объема флюида может быть связано с повышением температуры или при газообразовании. Снижение объема резервуара возможно при вторичной цементации пор или механической его деформации [5, 53, 22, 24].

На территории исследования в качестве уровня приведения принималось пластовое давление в пласта Ю<sub>2</sub> (кровля тюменской свиты). Приведенное пластовое давление вычислялось по формуле:

$$P_{\text{пл.пр.}} = P_{\text{пл.а.}} \cdot Z_{\text{ур.пр.}} / Z_{\text{ур.зам.}}, \quad (2)$$

где  $P_{\text{пл.а.}}$  – абсолютное пластовое давление (использовалось полученное при испытании пластовое давление);  $Z_{\text{ур.пр.}}$  – уровень приведения, м.,  $Z_{\text{ур.зам.}}$  – уровень замера, м. Ниже под пластовым давлением будет пониматься приведенное пластовое давление в пласте Ю<sub>2</sub>. Были построены графики изменения пластового давления по профилям, пересекающие Нюрольский нефтегазоносный район [28, 33, 34] (рисунок 3.2).

На рисунке 3.3 приведена информация по замерам пластового давления в скважинах Нюрольской мегавпадины, область с повышенным пластовым давлением отмечается на глубине с абс. отм. -2650 м (Поселковая 4)– по -2975 м (Глуховская 1), граница между областями принята на отметки – 2800 м согласно, структурного плана по кровле тюменской свиты.

Профиль I-I проходит по скважинам Западно-Крапивинская 200, Западно-Карайская 1, Игольская 2, Таловая 5 и Елейская 1(рисунок 3.2).

Высокое пластовое давление отмечено в скважине 2 Игольской площади – 298,6 атм. на глубине 2825 м. Здесь оно превышает нормальное гидростатическое давление на 16 атм. Западнее по простиранию в скв. Западно-Карайская 1 и в скв. Западно-Крапивинская 200 замеренное давление соответствует норме. В восточном направлении на Таловой площади в скважине 5 пластовое давление соответствует нормальному гидростатическому давлению, а на Елейской площади в скважине 1 пластовое давление ниже нормального гидростатического (рисунок 3.4а).

Профиль II-II проходит по скважинам Крапивинская 202, Тагайская 4, Восточно-Моисеевская 1, Поньжевая 301, Глуховская 1, Южно-Фестивальная 1 и Тамратская 1 (рисунок 3.2).

В самой погруженной части в скважине 1 на Глуховской площади пластовое давление составило 340 атм. на глубине 3070 м, что превышает нормальное гидростатическое давление для данной территории на 33 атм. Высокое давление отмечено и на Поньжевой площади в скважине 301 на глубине 2980 м оно составляет 330 атм., превышение равно 32 атм. Западнее в скважине 1 Восточно-Моисеевской площади пластовое давление в пласте Ю<sub>2</sub> составляет 268 атм. на глубине 2866 м – ниже нормального гидростатического давления на 19 атм.

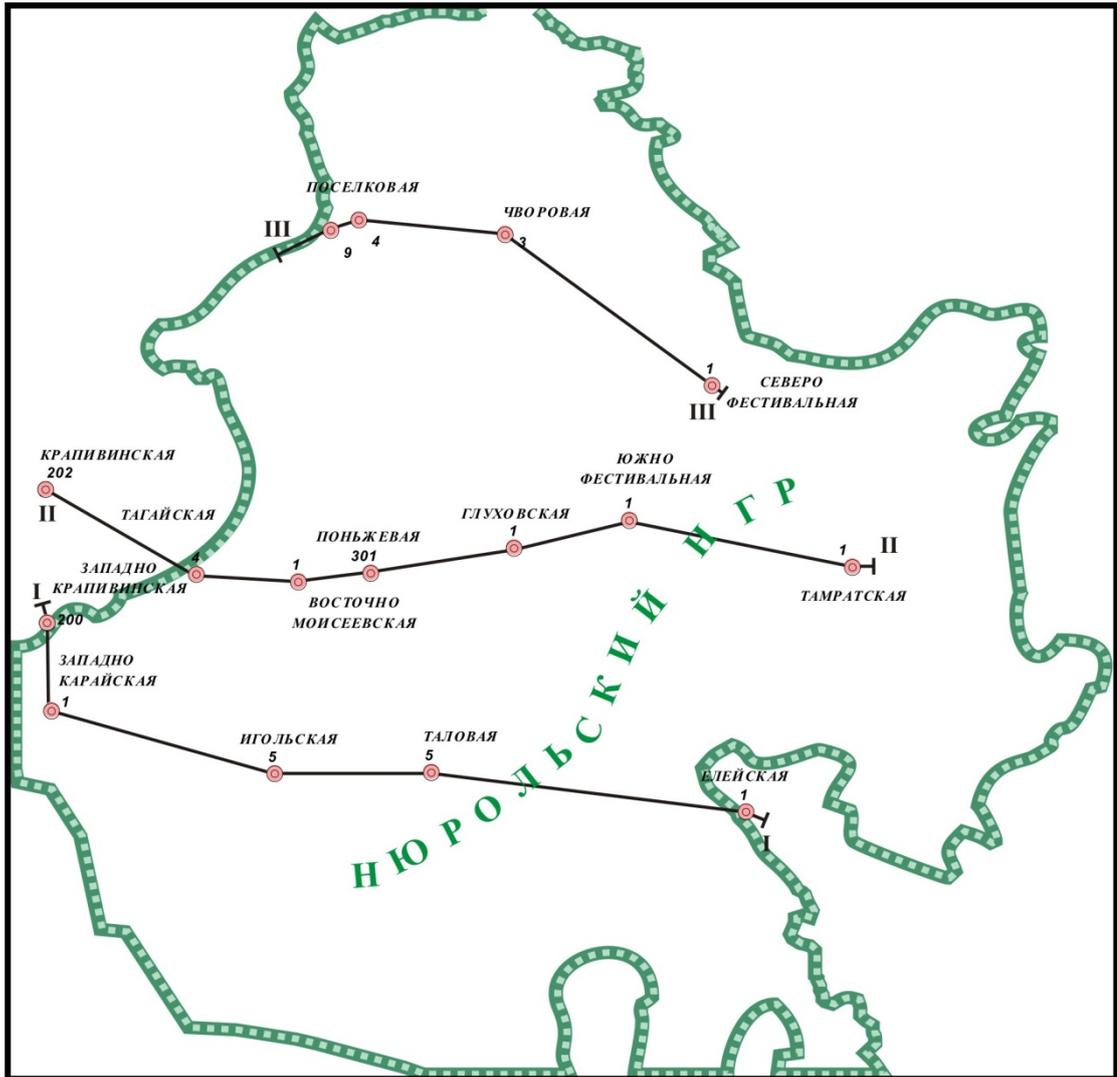


Рисунок 3.2 – Схема расположения геологических профилей на площади исследования

На Каймысовском своде в скважине Тагайская 4 в пласте Ю<sub>2</sub> пластовое давление составило 280 атм. на глубине 2804 м, что в целом соответствует нормальному гидростатическому давлению, но гораздо выше давления в пласте Ю<sub>2</sub> в скважине 1 Восточно-Моисеевской площади. В восточной части разреза в скважине Южно-Фестивальная 1 пластовое давления в пласте Ю<sub>2</sub> составило 292 атм. на глубине 2891 м, что немного выше нормального гидростатического давления на 3 атм., а на Тамратской площади в скважине 1 пластовое давление в пласте Ю<sub>2</sub> составило 280 атм. на глубине 2926 м, отклонение - -12 атм. (рисунок 3.4б).

Профиль III-III проходит по скважинам Поселковая 9, Поселковая 4, Чворовая 3, Северо-Фестивальная 1 (рисунок 3.2).

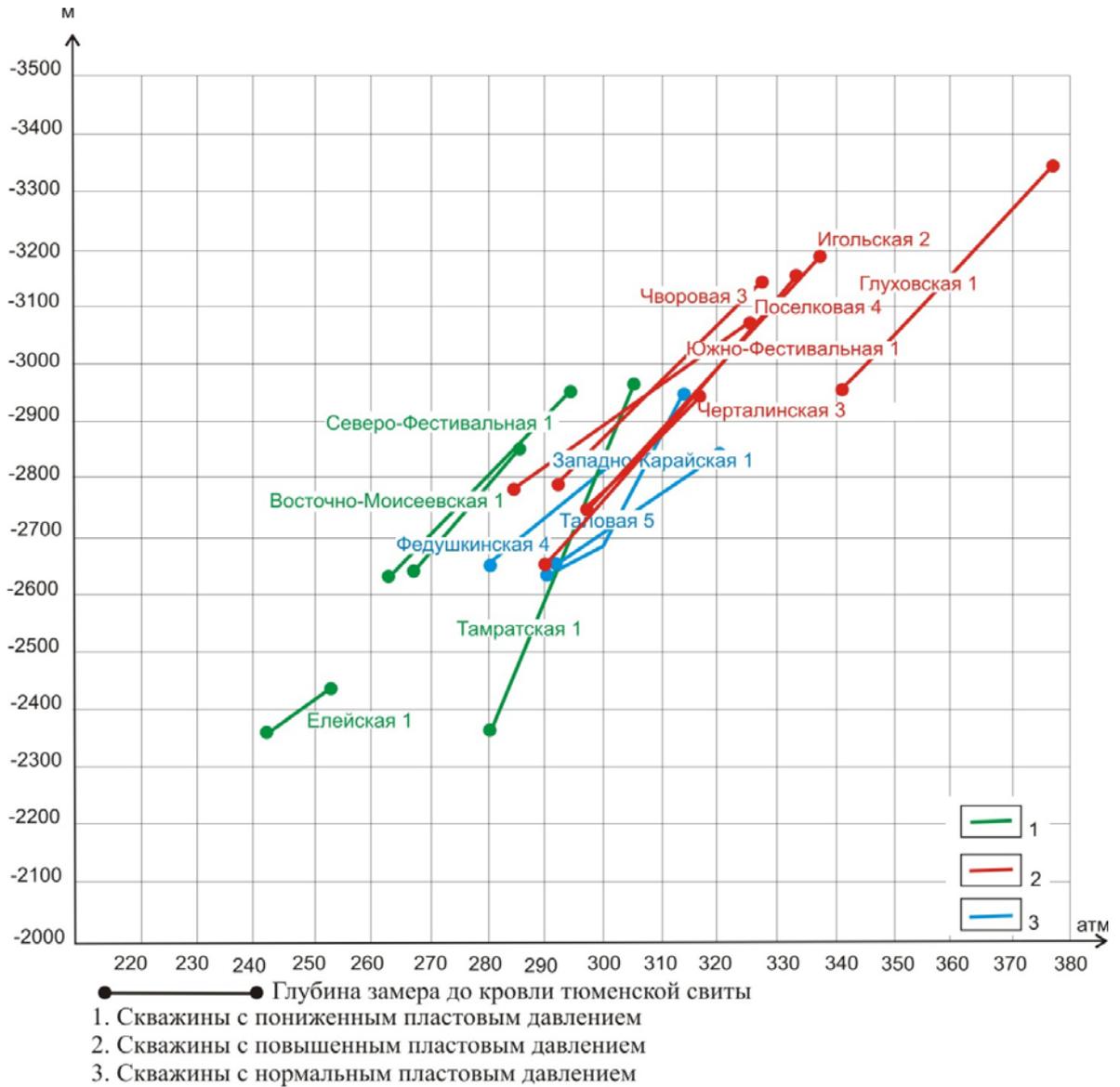


Рисунок 3.3 – График пластового давления в скважинах Нюрольского НГР (атм.) от глубины (абс. отм., м).

В скважине Поселковская 9, которая находится за пределами Нюрольской мегавпадины отмечено низкое пластовое давление на глубине 2740 м – оно составило 209 атм., что на 65 атм. ниже нормы. В скважине Поселковская 4 давление в пласте Ю<sub>2</sub> превышает нормальное гидростатическое давление на 9 атм. На глубине 2735 м оно составило 284 атм. На Чворовой площади в скважине 3 пластовое давление минимально отклонено от нормального гидростатического давления. На Северо-Фестивальной площади в скважине 1 пластовое давление составляет 264 атм. на глубине 2806 м, что на 17 атм. ниже нормального гидростатического давления (рисунок 3.4в). В пределах профиля зафиксировано только в Поселковской скв. 4 повышенное давление.

Из графиков следует вывод, что центральная часть Нюрольской мегавпадины характеризуется повышенными пластовыми давлениями. В скважинах с наиболее высоким пластовым давлением: Поньжевая площадь, скважина 301 единица превышения пласто-

вого давления равна 1,1, Глуховская площадь скважина 1 – 1,1, в скважине 2 Игольской площади – 1,05, в скважине Поселковая 4 – 1,04.

Аномально высоких пластовых давлений, которые превышают условное гидростатическое давление не менее чем на 30% зафиксировано не было [5].

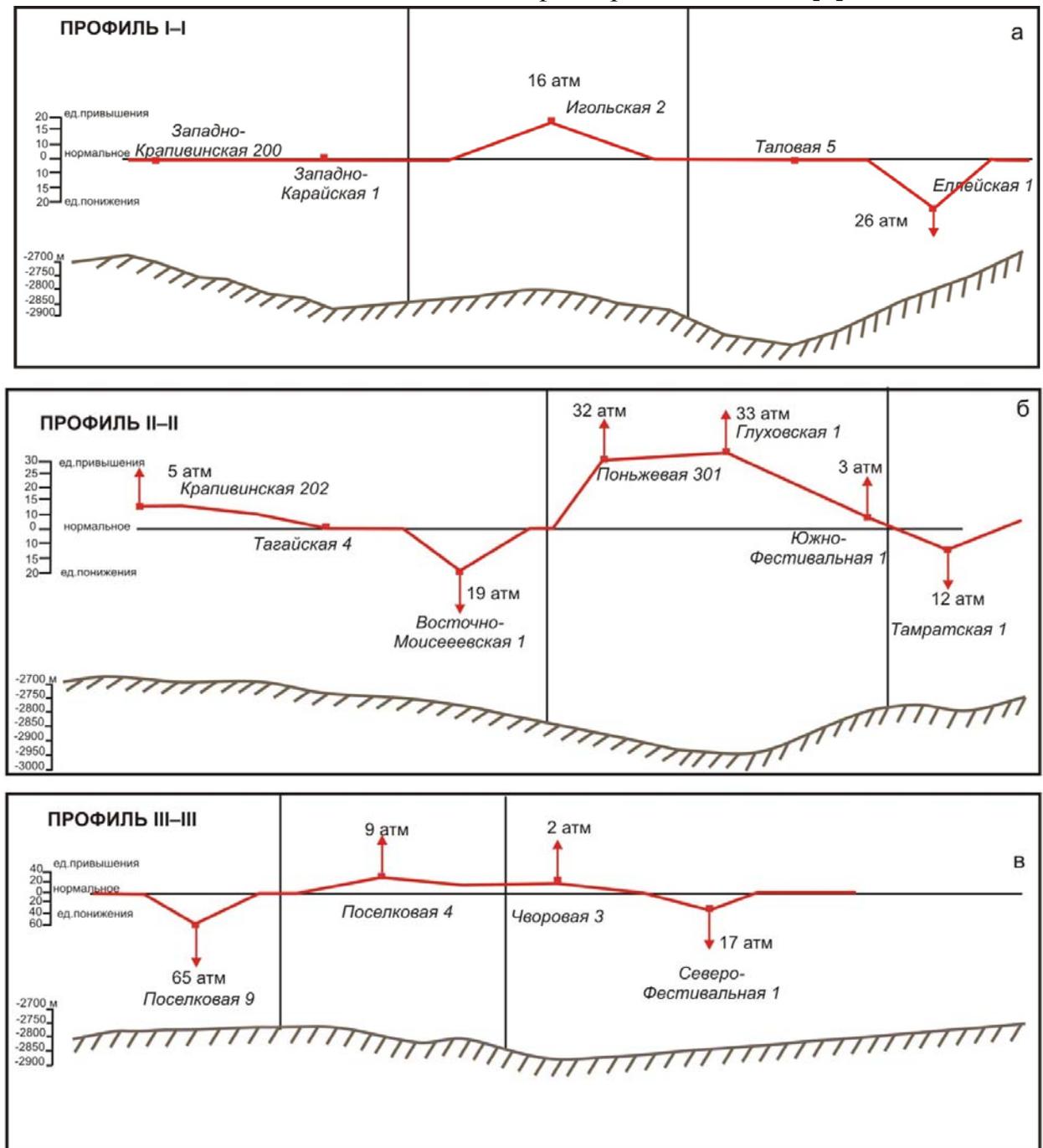


Рисунок 3.4 – Графики распределения пластового давления в пласте Ю<sub>2</sub> по профилям: а – I-I, б - II-II, в - III-III

Восточная часть Нюрольской мегавпадины характеризуется нормальным гидростатическим пластовым давлением.

Большое значение имеет длительность существования в недрах высоких давлений. По проведенным расчетам высокие пластовые давления могут сохраняться очень

длительное время, пока не нарушается относительная изолированность резервуара. Прекращение действия этого фактора приводит к быстрому (десятки или сотни тысяч лет) снижению пластового давления до величины, близкой к гидростатическому [5].

Высокое пластовое давление также зависит от температурного фактора. При погружении пород под действием веса вышележащих пластов возрастает не только пластовое давление, но и температура. Под влиянием повышения температуры, содержащиеся в породе подвижные вещества стремятся расшириться. Вода, нефть и газ при повышении температуры увеличиваются в объеме, поэтому повышение температуры также способствует передвижению подвижных веществ. Кроме того, под действием температуры подвижные вещества изменяют свои физические свойства, вязкость их уменьшается, они могут перейти полностью или частично в парообразную или газообразную фазу. Такое изменение физического состояния флюидов также способствуют их миграции.

Анализ данных изменения геотермического градиента для интервалов мезозойского чехла в центральных районах Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна показал, что в юрских отложениях значения этого показателя составляют 3,0-4,0 °С/100 м. Для исследуемой территории температурный градиент был установлен – 3,4 °С/100 м [87].

Замеры пластовой температуры в скважинах по профилям приведены в таблицах, в них показаны отметки глубины залегания кровли пласта Ю<sub>2</sub> и значения пластовой температуры (таблица 3.1-3.4).

На рисунке 3.5 видно, что пластовая температура на графиках «а», «б», «в» в центральной части Нюрольской мегавпадины выше нормальной пластовой температуры, превышение составляет 4-11 °С. Восток и запад впадины характеризуются нормальными и незначительно пониженными пластовыми температурами.

По температурным показателям прослеживается закономерность, выявленная при анализе значений пластового давления. Только на профиле III-III (север Нюрольской мегавпадины) в центральной части профиля, где отмечено нормальное гидростатическое пластовое давление, а температурный показатель выше нормального.

Таблица 3.1 - Замеры пластовой температуры в скважинах (профиль I-I)

Площадь, скважина	Глубина кровли пласта Ю <sub>2</sub> (м)	Норм. Тпл. °С	Замер. Тпл. °С
Западно-Карайская 1	2895	98	99
Игольская 2	2825	96	100
Таловая 5	2915	99	95
Еллейская 1	2685	91	85

Таблица 3.2 - Замеры пластовой температуры в скважинах (профиль II-II)

Площадь, скважина	Глубина кровли пласта Ю <sub>2</sub> (м)	Норм. Тпл. °С	Замер. Тпл. °С
Крапивинская 202	2755	93	87
Восточно-Моиссеевская 1	2866	97	98
Поньжевая 301	2980	101	105
Глуховская 1	3070	104	112
Южно-Фестивальная 1	2891	98	102
Тамратская 1	2926	99	97

Таблица 3.3 - Замеры пластовой температуры в скважинах (профиль III-III)

Площадь, скважина	Глубина кровли пласта Ю <sub>2</sub> (м)	Норм. Тпл. °С	Замер. Тпл. °С
Поселковая 9	2740	93	87
Поселковая 4	2735	92	100
Чворовая 3	2848	97	104
Северо-Фестивальная 1	2006	68	75

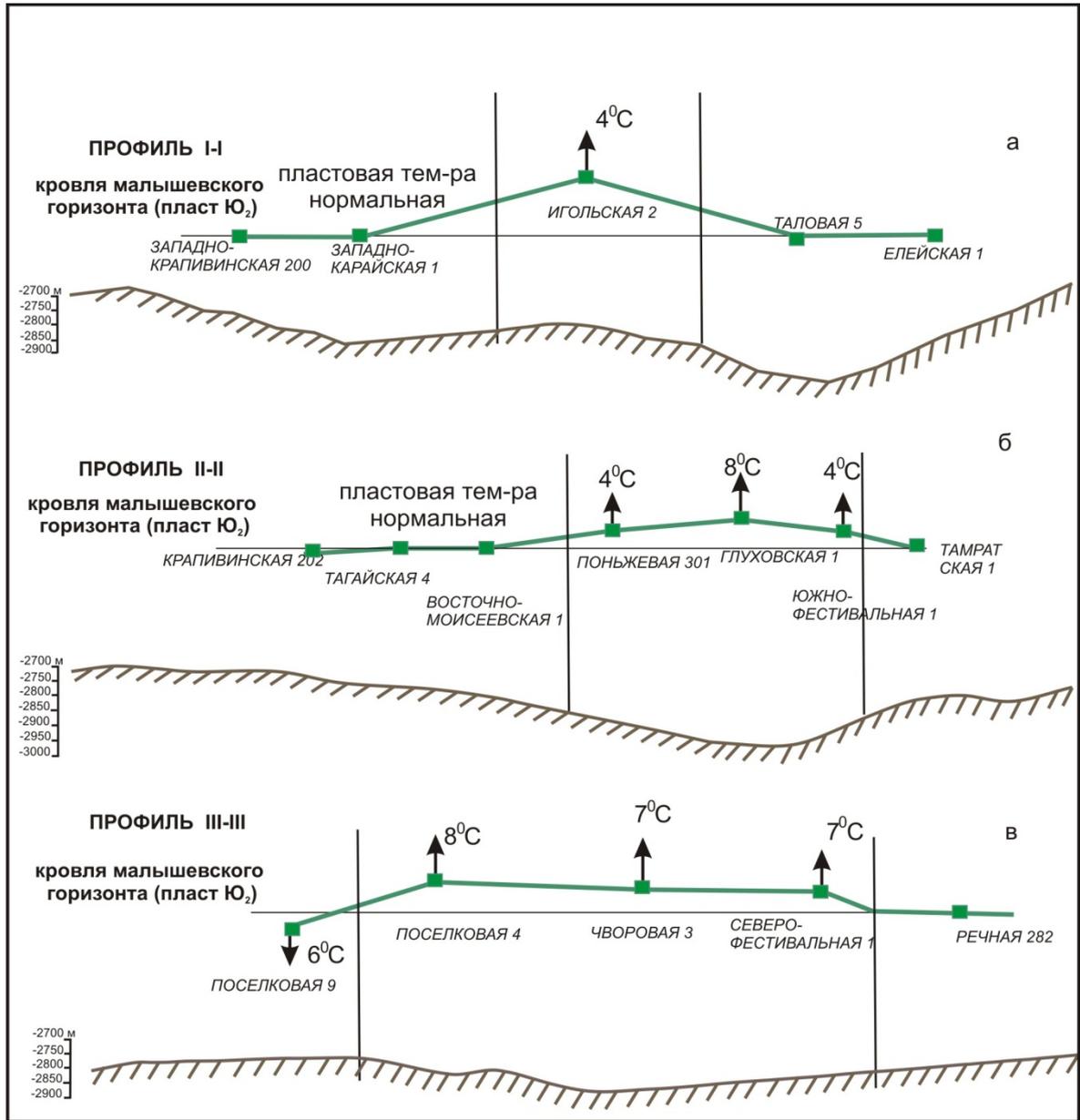


Рисунок 3.5 - Графики распределения температурного градиента по профилям в пределах территории исследования

### 3.4. Литологическая характеристика песчано-алевролитовых пластов

Возникновение первичных скоплений нефти и газа невозможно без участия процессов латеральной миграции углеводородов. Чем крупнее формируются залежи, тем большие площади дренажа для них требуются а, следовательно, необходимы и более выдержанные коллектора и покрышки, обеспечивающие аккумуляцию нефти и газа в ловушках. Объем ловушек и действительная их емкость помимо структурного фактора определяется литологическими особенностями разреза. Сочетание мощного высокопористого коллектора с надежной покрышкой создает благоприятные предпосылки для формирования больших по запасам залежей. Малая мощность коллектора резко снижает объем ловушки. Таким образом, литологический фактор играет большую роль на стадиях формирования и сохранности залежей нефти и газа [30, 33, 85].

По региональным профилям с учетом каротажных диаграмм ПС, КС, НКГ, ГК, данных описания керна и результатов лабораторных исследований, собранных и обобщенных автором, были построены литологические разрезы (рисунок 3.6-3.22). При интерпретации каротажных диаграмм использовалась справочная литература [20, 58, 67, 93, 94].

Профиль I-I проходит через Западно-Крапивинскую, Западно-Карайскую, Игольскую, Таловую и Елейскую площади (таблица 3.4).

*Западно-Крапивинская скважина 200* находится на Каймысовском своде, была пробурена в 1984 г., при бурении была вскрыта средняя юра (малышевский и леонтьевский горизонты) и палеозой на глубине 2808 м. Забой скважины 2913 м (рисунок 3.6, 3.7).

Пласт Ю<sub>2</sub> (интервал 2740-2745 м), представлен песчаниками средне-мелкозернистыми, крепко-цементированными мощностью 5 м. В начале интервала 2730-2740 м по данным керна присутствуют прослой черной угля.

Пласт Ю<sub>3</sub> выделяется в интервале 2765-2770 м, сложен мелко-среднезернистыми песчаниками мощностью 5 м. В подошве пласта залегает угольный пласт (У<sub>6</sub>).

Палеозойские породы в интервале 2880-2891 м представлены эффузивными светло-серыми породами с зеленоватым оттенком.

*Западно-Карайская скважина 1* находится в пределах Нюрольской мегавпадины, была пробурена в 1984 г., при бурении была вскрыта нижняя юра (китербютский горизонт). Палеозой вскрыт на глубине 3284 м. Забой скважины 3352 м (рисунок 3.8, 3.7).

Пласт Ю<sub>2</sub> почти полностью заглинизирован, мощность порядка 3 м, сложен темно-серыми алевролитами. Пласт Ю<sub>3</sub> имеет также незначительную мощность. Представлен серыми крепкоцементированными мелкозернистыми песчаниками с прослоями темно-серого углистого аргиллита. Пласт Ю<sub>4</sub> имеет мощность 6 м сложен средне-мелкозернистыми песчаниками. Пласт Ю<sub>5</sub> (интервал 2752-2760 м), мощность пласта 8 м.

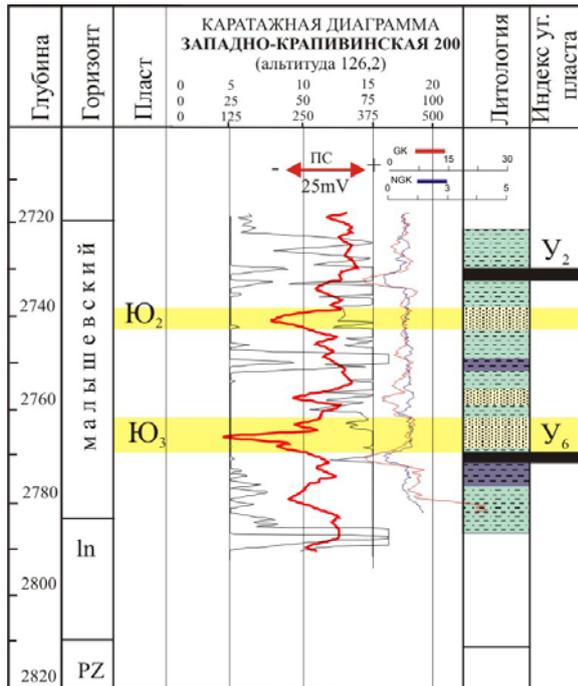


Рисунок 3.6 - Литолого-геофизический разрез  
нижне-среднеюрских отложений по скважине  
Западно-Крапивинская 200

#### УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ

	песчаники
	алевролиты
	аргиллиты
	уголь и углистые сланцы
	конгломерат, отдельные гальки
	кора выветривания
	порфириты
	спилиты
	гранит-порфиры
	туфы среднего и кислого состава
	эффузивные породы

Рисунок 3.7- Условные обозначения к литологическим колонкам

По керну пласт представлен песчаниками средне-мелкозернистыми с запахом нефти с прослоями алевролитов, с включениями растительного детрита. При испытании пласта Ю<sub>5</sub> получен приток нефти 0,56 м<sup>3</sup>/сут.

Песчаные пласты вымского горизонта имеют в среднем мощность 7 м. Песчаники крупно-среднезернистые, крепкоцементированные с прослоями глинистых пород с включениями растительного детрита и угля. В пласте Ю<sub>8</sub> по данным испытаний получен приток нефти 0,6 м<sup>3</sup>/сут. и газа 9 тыс. м<sup>3</sup>/сут.

В надояхском горизонте выделен только пласт Ю<sub>10</sub> интервал (3140-3146 м), мощность пласта 6 м. По описанию керна сложен песчаниками серыми мелко-среднезернистыми, средне-сцементированными с остатками растительного детрита и углей, имеет слабый запах нефти.

Палеозойские отложения в интервале 3284-3290 м представлены эффузивными породами светло-зеленого цвета. Порода хрупкая, сильно трещиноватая.

*Игольская скважина 2* (рисунок 3.9, 3.7) расположена в Нюрольской мегавпадине, была пробурена в 1977 г. При бурении вскрыла отложения нижней юры (надояхский горизонт). Палеозой вскрыт на глубине 3186 м. Забой скважины 3263 м.

Пласт Ю<sub>2</sub> сложен песчаниками мелко-среднезернистыми с включением большого количества углистого материала, средней крепости. Пласт Ю<sub>3</sub>, залегающий в интервале 2888-2910 м, имеет мощность 22 м. Представлен песчаниками светло-серыми мелко-среднезернистыми с прослоями углистого материала, слюдистые, средней крепости.

Песчаные пласты имеют в среднем мощность 10 м. Пласт Ю<sub>6</sub> представлен пере-слаиванием светло-серых песчаников с серыми алевролитами и глинами. Пласт Ю<sub>7</sub> сложен песчаниками мелко-среднезернистыми, крепкоцементированными с включениями растительного детрита. Пласт Ю<sub>8</sub> представлен песчаниками средне-крупнозернистыми, средней крепости, слюдистыми с прожилками углистого материала.

*Таловая скважина 5* (рисунок 3.10, 3.7) расположена в Нюрольской мегавпадине, была пробурена в 1981 г., при бурении вскрыла отложения нижней юры (шараповский горизонт). Палеозой вскрыт на глубине 3352 м. Забой скважины 3409 м.

В малышевском горизонте пласт Ю<sub>2</sub> представлен песчаниками серыми с буроватым оттенком, мелкозернистыми, крепко-сцементированными, алевролитистыми, слюдистыми с включением растительных остатков. Пласт Ю<sub>3</sub> сложен маломощным песчаником, мелкозернистым, крепко-сцементированным серого цвета. Пласт Ю<sub>6</sub> сложен песчаниками светло-серого цвета, мелко-среднезернистыми, средне-сцементированными, однородными без признаков нефти. Пласт Ю<sub>7</sub> представлен песчаниками средне-мелкозернистыми, средней крепости, однородными. Пласт Ю<sub>9</sub> сложен средне-крупнозернистыми песчаниками, однородными. Пласт надояхского горизонта имеет мощность около 10 м. Пласт Ю<sub>15</sub> сложен серыми гравелитами, крупнозернистыми с прослоями углистого материала и темно-серых алевролитистых аргиллитов.

Палеозойские отложения в интервале 3186-3190 м, представлены эффузивно-осадочными породами серого цвета, с порфириновидными включениями кальцита, халцедона и углистых растительных остатков.

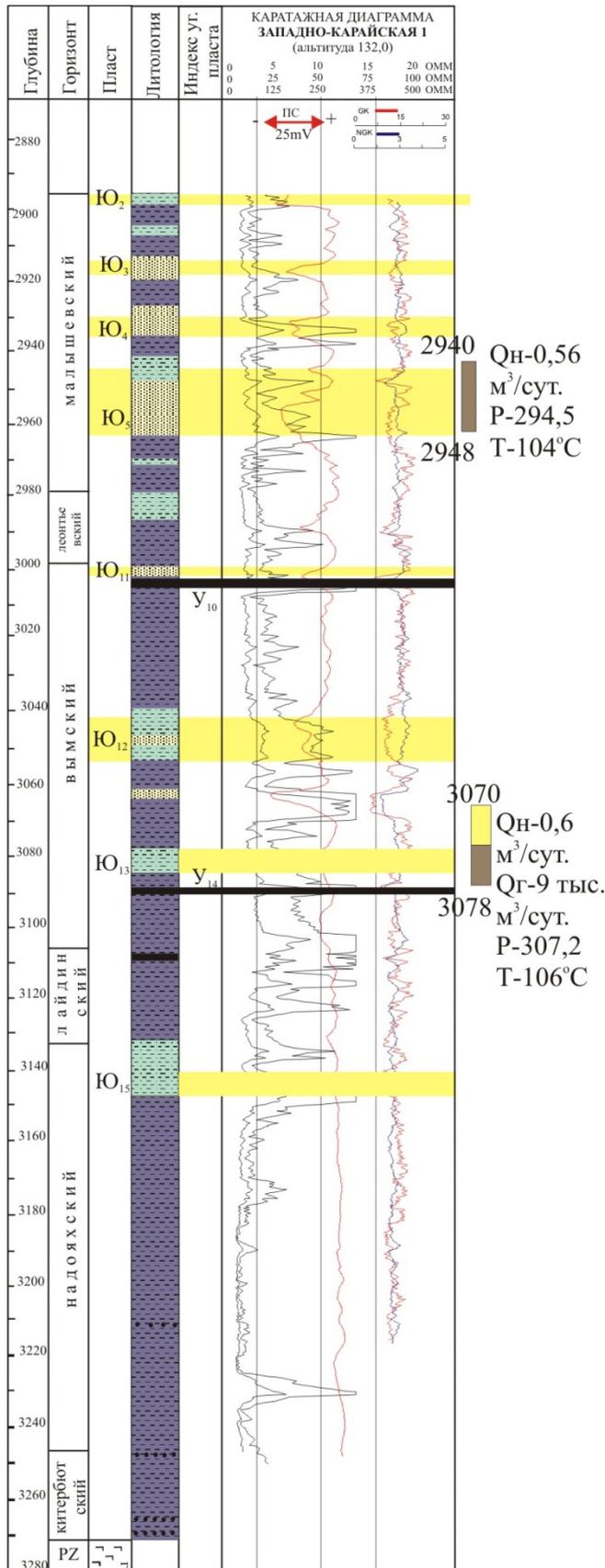


Рисунок 3.8 - Литолого-геофизический разрез ниже-среднеюрских отложений по скважине Западно-Карайская 1

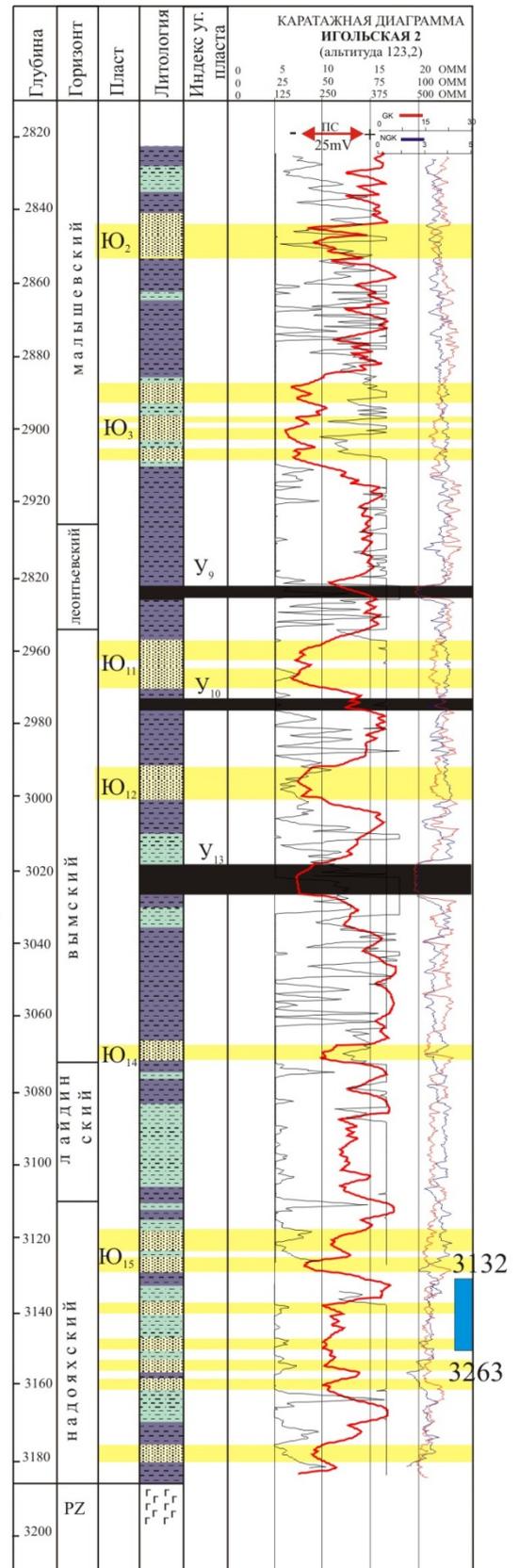


Рисунок 3.9 - Литолого-геофизический разрез ниже-среднеюрских отложений по скважине Игольская 2

В надояхском горизонте в интервале 3169-3219 м по данным испытаний получен приток пластовой воды 1,06 м<sup>3</sup>/сут. Пласты имеют в среднем мощность 8 м. Сложены крупно-средне-мелкозернистыми песчаниками, крепкосцементированными, с включениями сидерита, иногда встречаются обломки кварца.

Палеозойские породы в интервале 3352-3356 м представлены терригенными породами. В кровле залегают глинистые породы, серые со слабым зеленоватым оттенком, с раковистым и неровным изломом, с включением пирита и обугленных растительных остатков.

*Еллейская скважина 1* (рисунок 3.11, 3.7) расположена в зоне сочленения Нью-рольской мегавпадины и Межовского свода. При бурении скважиной были вскрыты отложения нижней юры (тогурский горизонт). Палеозой вскрыт на глубине 3010 м. Забой – 3073 м.

Песчаные пласты малышевского горизонта Ю<sub>2</sub>, Ю<sub>3</sub>, Ю<sub>4</sub> имеют небольшую мощность, представлены средне-мелкозернистыми песчаниками с прослоями алевролитов. Пласт Ю<sub>5</sub> (интервал 2760-2775 м), мощность пласта 15 м. Сложен однородными среднезернистыми песчаниками. Пласты малышевского горизонта имеют среднюю мощность 10 м. Пласты Ю<sub>6</sub> и Ю<sub>7</sub> сложены средне-мелкозернистыми песчаниками, однородными. Испытание проводилось в интервале 2856-2866 м, из пласта Ю<sub>8</sub> получен приток пластовой воды 0,01 м<sup>3</sup>/сут. Пласт сложен средне-мелкозернистыми песчаниками с прослоями алевролитов. Пласты надояхского горизонта имеют среднюю мощность 8 м. Из пласта Ю<sub>10</sub> при испытании получена пластовая вода дебитом 1,06 м<sup>3</sup>/сут. Пласты сложены средне-мелкозернистыми песчаниками с прослоями алевролитов. Палеозойские породы в интервале 3010-3019 м представлены эффузивами кислого состава с порфировой структурой, вкрапленники выполнены полевым шпатом.

Профиль II-II проходит через Крапивинскую, Тагайскую, Восточно-Моисеевскую, Поньжевую, Глуховскую, Южно-Фестивальную и Тамратскую площади (таблица 3.4).

*Крапивинская скважина 202* (рисунок 3.12, 3.7) находится на Каймысовском своде, была пробурена в 1989 г., при бурении была вскрыта частично средняя юра (малышевский горизонт). Забой скважины 2843 м.

Пласт Ю<sub>2</sub> (интервал 2764-2772 м), сложен песчаниками средне-мелкозернистыми, с прослоями алевролитов. Мощность пласта 8 м. Пласт Ю<sub>3</sub>, (интервал 2778-2782 м) представлен мелко-среднезернистыми песчаниками. Мощность пласта 4 м. Пласт Ю<sub>4</sub>, (интервал 2797-2810 м) сложен мелко-среднезернистыми песчаниками, мощность пласта 13 м. Обладает хорошей пористостью и проницаемостью, при испытании была получена пластовая вода с дебитом 2,54 м<sup>3</sup>/сут. Пласт Ю<sub>5</sub>, (интервал 2818-2822 м), мощность 4 м, из-за недостаточной мощности не оценивается как коллектор.

*Тагайская скважина 4* (рисунок 3.13, 3.7) расположена на Каймысовском своде, пробурена в 1988 г., в результате бурения вскрыта средняя юра (малышевский горизонт). Забой скважины 2850 м. Пласт Ю<sub>2</sub> (интервал 2804-2808 м), представлен песчаниками средне-мелкозернистыми, мощность пласта 4 м. Пласт Ю<sub>3</sub> (интервал 2823-2727 м) сложен мелко-среднезернистыми песчаниками, мощность пласта 5 м.

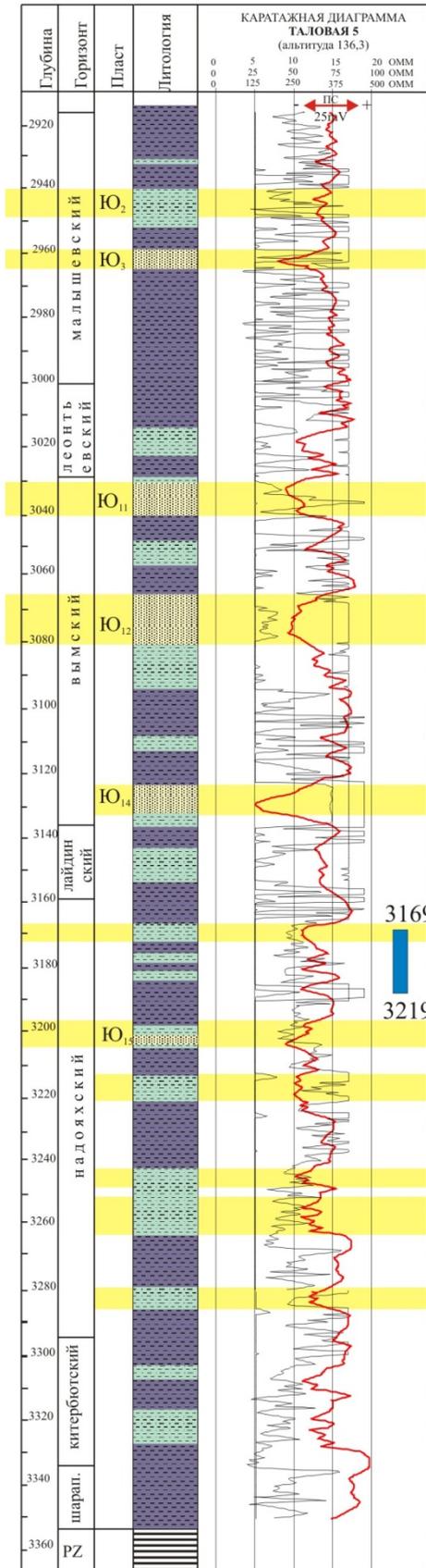
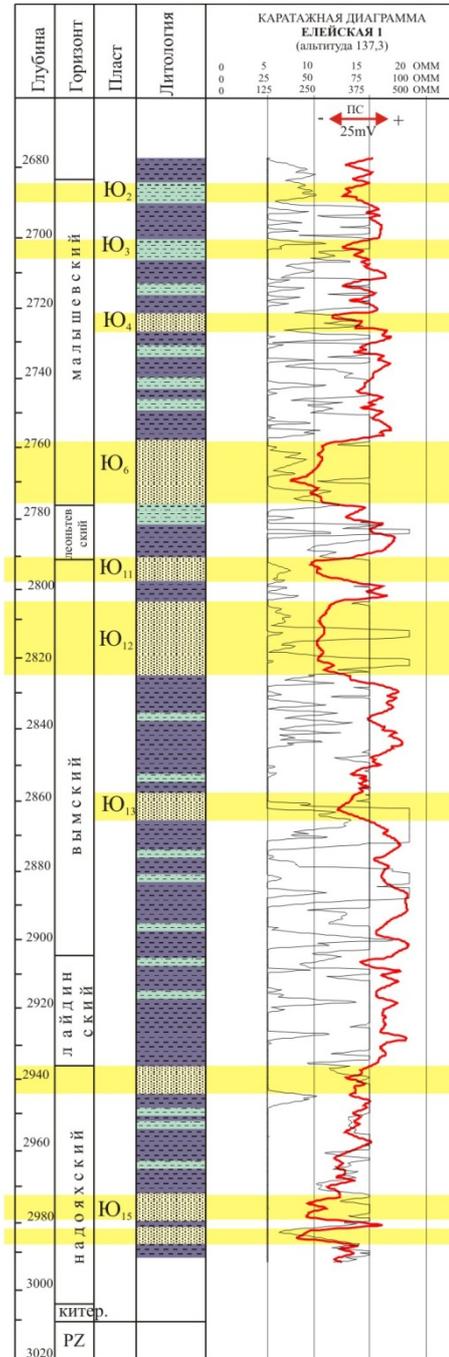


Рисунок 3.10 - Литолого-геофизический разрез ниже-среднеюрских отложений по скважине Таловая 5



Qв-1,06  
м<sup>3</sup>/сут.  
P-320атм  
T-105°С

Рисунок 3.11- Литолого-геофизический разрез ниже-среднеюрских отложений по скважине Елейская 1

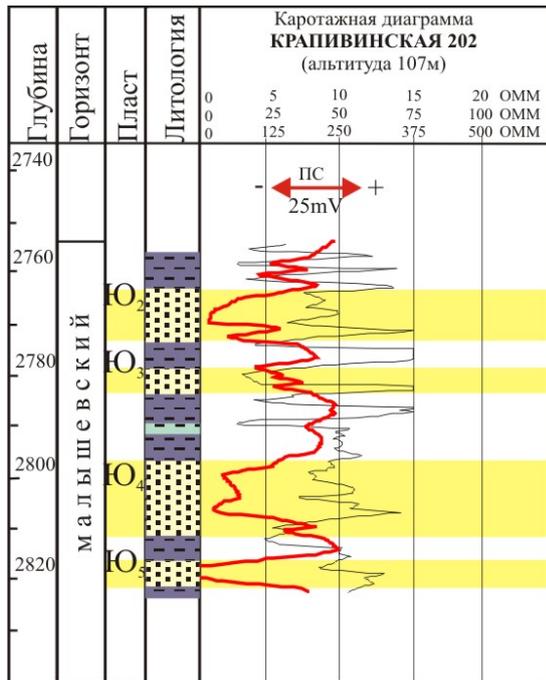


Рисунок 3.12 - Литолого-геофизический разрез ниже-среднеюрских отложений по скв. Крапивинская 202

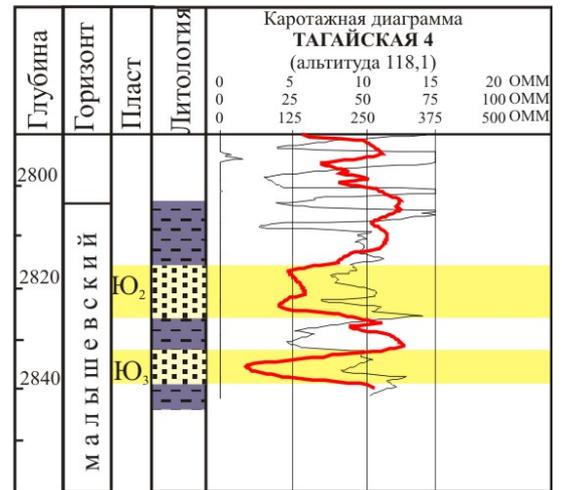


Рисунок 3.13 - Литолого-геофизический разрез ниже-среднеюрских отложений по скв. Тагайская 4

Пласт Ю<sub>4</sub>, (интервал 2840-2844 м) представлен мелко-среднезернистыми песчаниками, мощность пласта 4 м.

*Восточно-Моисеевская 1* (рисунок 3.14, 3.7) скважина расположена на территории Нюрольской мегавпадины. Была пробурена в 1974 г., при бурении вскрыла отложения средней юры (лайдинский горизонт). Забой скважины 3180 м (кора выветривания).

Пласты малышевского горизонта выражены недостаточно четко, пласт Ю<sub>2</sub> (интервал 2883-2886 м), сложен алевролитами и песчаниками, в основном мелкозернистыми, мощность пласта 3 м. Пласт Ю<sub>3</sub> представлен песчаным пропластком мощностью 1,5 м. Пласт Ю<sub>4</sub>, (интервал 2935-2950 м) сложен мелко-среднезернистыми песчаниками, мощность пласта 15 м. Пласт Ю<sub>6</sub> (интервал 3008-3018 м) представлен среднезернистыми песчаниками мощностью 10 м.

В нижележащие песчаные пласты выражены лучше. Пласт Ю<sub>7</sub> (интервале 3032-3039 м) сложен средне-мелкозернистым песчаниками с прослоями алевролита.

Пласт Ю<sub>8</sub> (интервал 3057-3068 м), мощность 11 м. По лабораторным исследованиям пласт имеет открытую пористость 14% и хорошую проницаемость, но при испытании этого интервала притока не получено.

Кора выветривания вскрыта на глубине 3080 м, мощность её 18 м. Палеозой вскрыт на глубине 3098 м. В интервале 3098-3110 м породы представлены гранит-порфирами.

*Поньжевая скважина 1* (рисунок 3.15, 3.7) расположена на территории Нюрольской мегавпадины, была пробурена в 1983 г., при бурении вскрыла отложения нижней юры (тогурский горизонт). Забой скважины 3337 м (палеозой).

Пласты малышевского горизонта на каротаже читаются очень плохо. Выделено было только два пласта. Пласт Ю<sub>2</sub> залегает в кровле горизонта, сложен алевролитами, пласт Ю<sub>3</sub> также прослеживается достаточно условно, представлен крепкоцементированными мелкозернистыми песчаниками с единичными прослоями темно-серого аргиллита.

Пласты вымского горизонта (Ю<sub>10</sub>, Ю<sub>11</sub>, Ю<sub>12</sub>) представлены мелкозернистыми серыми песчаниками, крепкоцементированными, однородными. Содержат значительную долю углистого материала.

По данным радиоактивного каротажа (ГК, НГК) видно, что породы в основном сложены углистыми алевролитами, мелкозернистыми песчаниками, с прослоями углей.

Палеозойские породы вскрыты на глубине 3318 м, в интервале 3318-3325 м породы представлены эффузивами темно-зеленого цвета, очень крепкими.

*Глуховская скважина 1* (рисунок 3.16, 3.7) расположена в центральной части Нюрольской мегавпадины. Была пробурена в 1983 г., при бурении вскрыла отложения нижней юры (китербютский горизонт). Забой скважины 3567 м (палеозой).

Пласт Ю<sub>2</sub> в интервале 3070-3075 м характеризуется частым переслаиванием глинистых пород, алевролитов и песчаников мелкозернистых с включением пирита, мощность пласта 5 м. Пласт Ю<sub>5</sub> залегает в основании малышевского горизонта, мощность его 8 м, сложен серыми мелкозернистыми крепко-цементированными однородными песчаниками без признаков нефтегазонасыщения.

Пласт Ю<sub>7</sub> (интервал 3243-3250 м), представлен крепкоцементированными песчаниками с прослоями алевролитов и углистых аргиллитов черного цвета. Пласты Ю<sub>8</sub> и Ю<sub>9</sub> маломощные, сложены серыми алевролитами с прослоями глин и мелкозернистых песчаников.

Палеозой (породы триаса) вскрыт на глубине 3416 м. Верхняя часть сложена терригенными породами: мелкозернистыми светло-серыми песчаниками с гальками гравелита, алевролита и глинистых пород черного цвета. На глубине 3560 м вскрыта эффузивная порода серо-зеленого цвета.

*Южно-Фестивальная скважина 1* (рисунок 3.17, 3.7) расположена на территории Нюрольской мегавпадины. Была пробурена в 1980 г., при бурении вскрыла отложения нижней юры (китербютский горизонт), палеозой вскрыт на глубине 3280 м. Забой скважины 3374 м.

В малышевском горизонте песчаные пласты полностью заглинизированны, пласт Ю<sub>2</sub> можно выделить условно в интервале 2890-2892 м. Породы представлены светло-серыми алевролитами. Пласты Ю<sub>6</sub> и Ю<sub>7</sub> имеют незначительную мощность сложены плотными мелкозернистыми песчаниками с прослоями алевролита и углистого детрита.

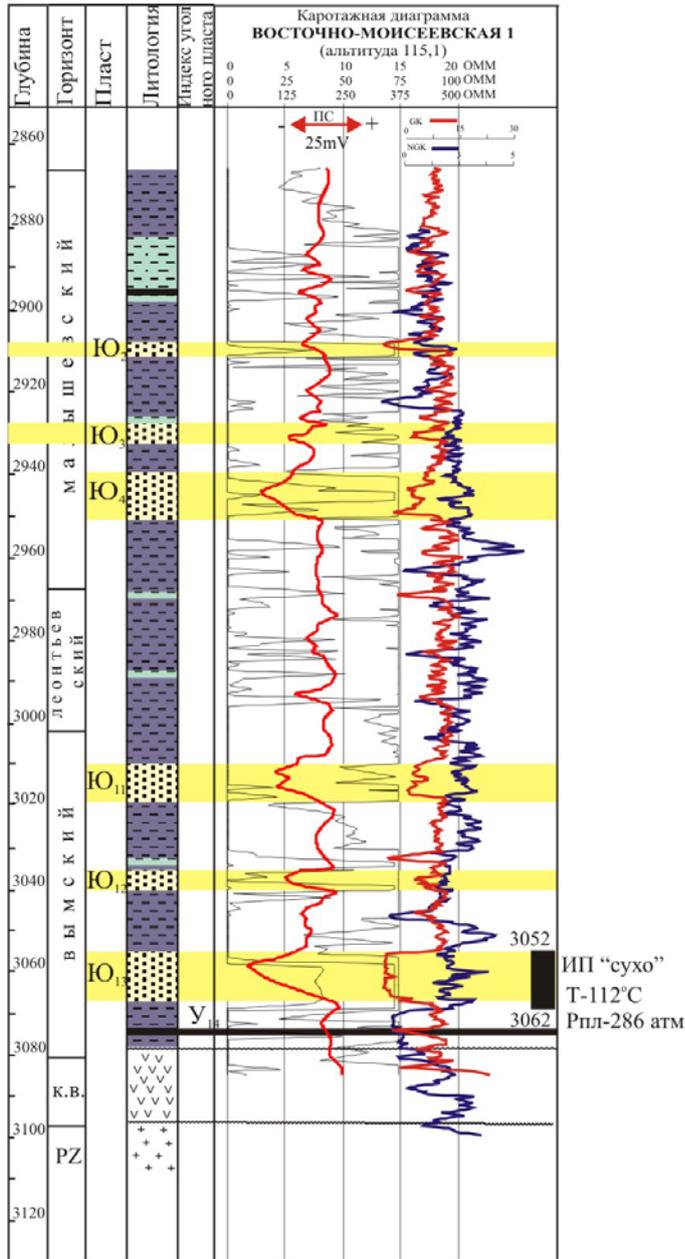


Рисунок 3.14 - Литолого-геофизический разрез ниже-среднеюрских отложений по скважине Восточно-Моисеевская 1

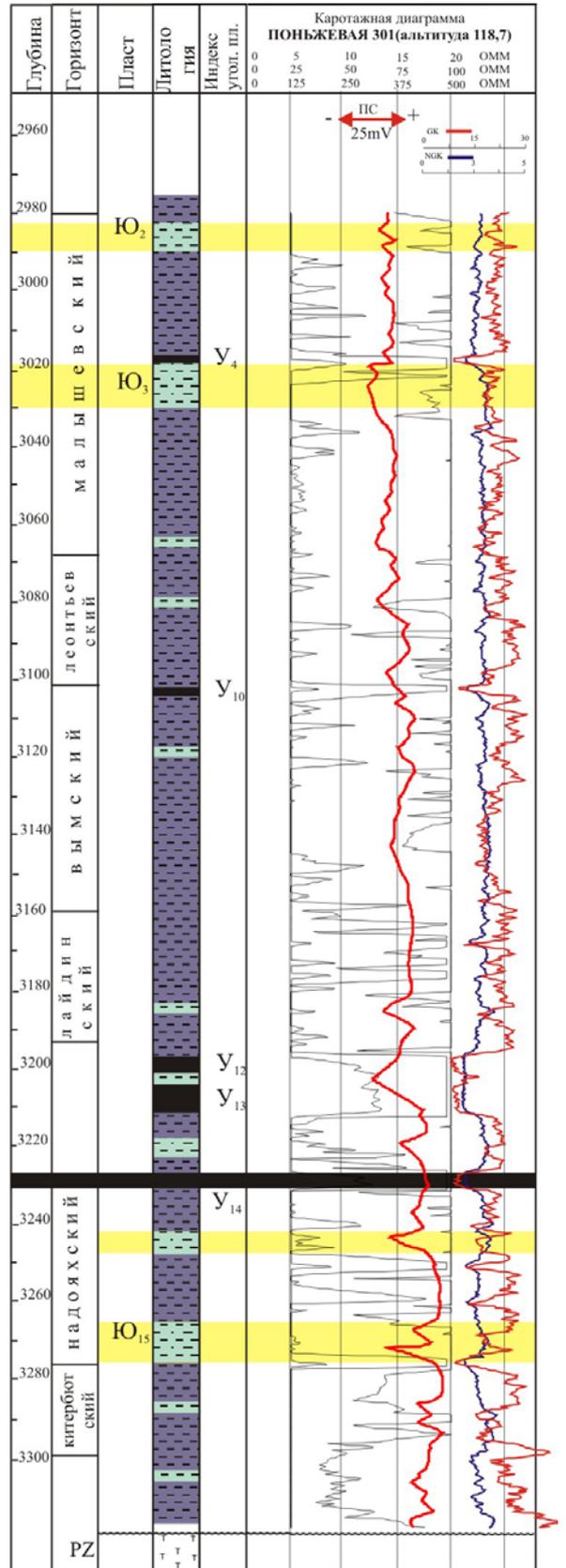


Рисунок 3.15 - Литолого-геофизический разрез ниже-среднеюрских отложений по скважине Поньжевая 301

В вымском горизонте песчаные пласты Ю<sub>10</sub>, Ю<sub>11</sub>, Ю<sub>12</sub> представлены крепкоцементированными мелкозернистыми песчаниками с прослоями алевролитов и углестых аргиллитов. Мощность пластов небольшая порядка 3-5 м.

Испытания проводились в интервале нижней юры 3236-3257 м (пласт Ю<sub>13-14</sub>). Интервал характеризуется переслаиванием песчаников средне-мелкозернистых и алевролитов. В результате испытаний в колонне получен незначительный приток нефти 0,15 м<sup>3</sup>/сут. Испытания проводились в открытом стволе (интервал 3413-3467 м), получен приток пластовой воды 3,46 м<sup>3</sup>/сут.

Породы палеозоя вскрыты на глубине 3280 м, интервал 3280-3287 м сложены спилитами и диабазами.

*Тамратская скважина 1* (рисунок 3.18, 3.7) расположена на востоке Нюрольской мегавпадины. В результате бурения были вскрыты отложения нижней юры (надояхский горизонт), палеозой вскрыт на глубине 3280 м. Забой скважины 3316 м.

В мальшевском горизонте песчаные пласты хорошо развиты. Пласт Ю<sub>2</sub> (интервал 2928-2933 м) сложен однородными средне-мелкозернистыми песчаниками. Пласт Ю<sub>3</sub> развит хуже, представлен переслаиванием мелкозернистых песчаников и алевролитов. Пласт Ю<sub>4</sub> (интервал 2975-2985 м), мощностью 10 м, сложен средне-мелкозернистыми песчаниками с прослоями алевролитов, содержит незначительную долю глинистого материала. В основании горизонта залегает пласт Ю<sub>5</sub> мощностью 8 м, представленный средне-мелкозернистыми песчаниками с маломощными (тонкими) прослоями алевролита. В его подошве залегает угольный пласт, индексированный как У<sub>9</sub>. Пласт Ю<sub>7</sub> (интервал 3110-3115 м), мощностью 5 м, и пласт Ю<sub>8</sub> (интервал 3123-3143 м), мощностью 20 м, представлены однородными средне-мелкозернистыми песчаниками с небольшими прослоями алевролитов. Пласт Ю<sub>9</sub> имеет мощность 10 м, представлен средне-мелкозернистыми песчаниками с прослоями алевролитов.

Пласты вымского горизонта характеризуются хорошей мощностью (пласт Ю<sub>10</sub> – 12 м, Ю<sub>11</sub> – 14 м, Ю<sub>12</sub> – 9 м), сложены средне-мелкозернистыми песчаниками с прослоями алевролитов.

При проведении испытаний пласта Ю<sub>10</sub> работы были направлены на выяснение насыщения пласта и гидродинамических показателей. В результате в интервале 3203-3216 м получен приток нефти 1,5 м<sup>3</sup>/сут.

Палеозойские породы вскрыты на глубине 3280 м, и в интервале 3280-3285 м представлены выветрелыми порфиритами.

Профиль III-III проходит через Поселковую, Чворовую, Северо-Фестивальную, Речную площади (таблица 3.4). *Поселковая скважина 9* (рисунок 3.19, 3.7) находится на Каймысовском своде, при бурении вскрыла отложения средней юры (леонтьевский горизонт). Палеозой вскрыт не был. Забой скважины 2854 м.

В мальшевском горизонте пласт Ю<sub>2</sub> выражен слабо, представлен алевролитистыми средне-мелкозернистыми песчаниками, крепкоцементированными. Пласты Ю<sub>3</sub> и Ю<sub>4</sub> имеют мощность порядка 10 м и представлены средне-мелкозернистыми песчаниками с небольшими прослоями алевролитов. Проектом скважины предусматривалось изучение

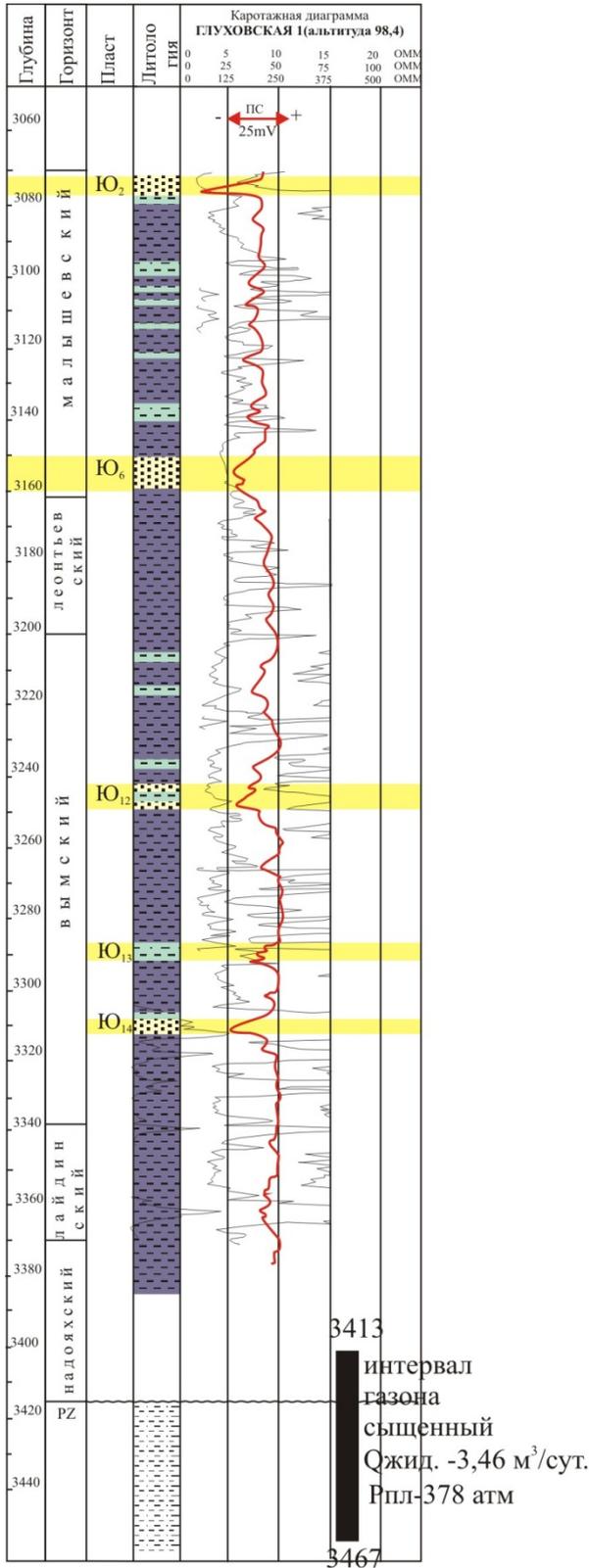


Рисунок 3.16 - Литолого-геофизический разрез ниже-среднеюрских отложений по скважине Глуховская 1

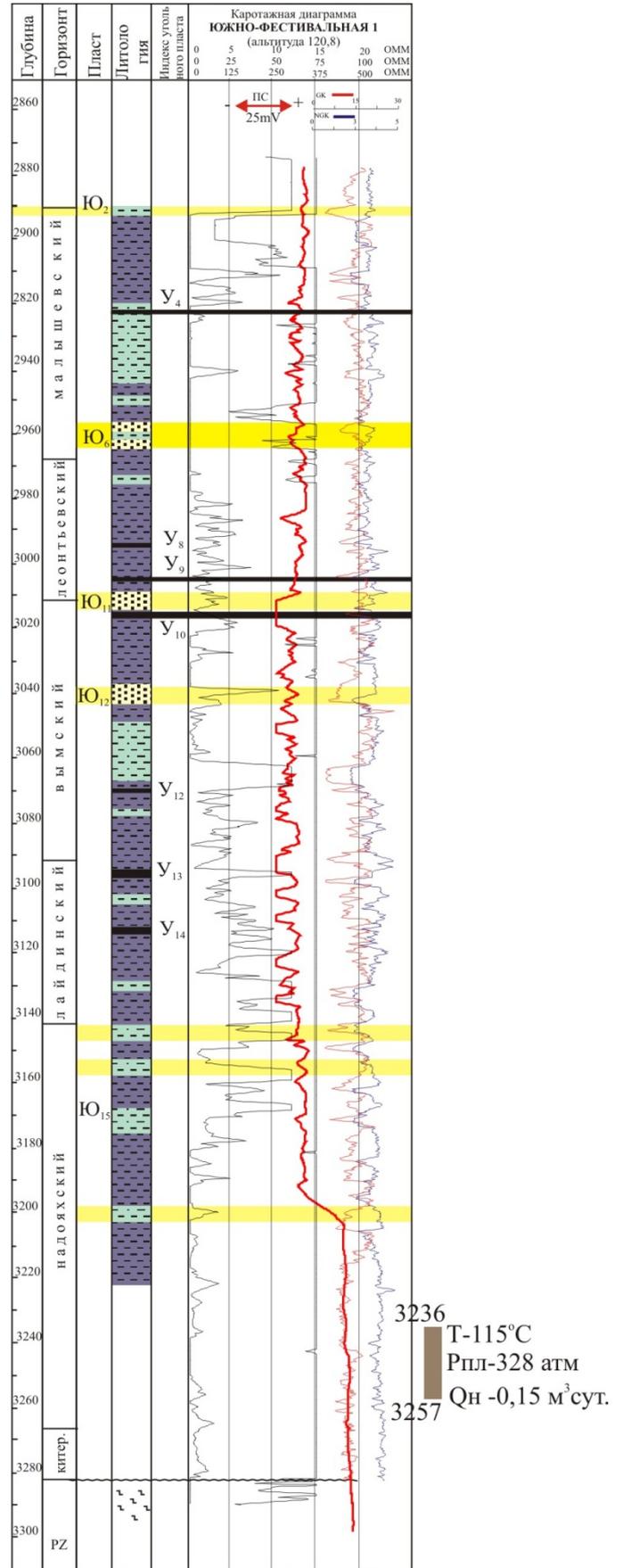


Рисунок 3.17 - Литолого-геофизический разрез ниже-среднеюрских отложений по скв. Южно-Фестивальная 1

верхней части юрских отложений, поэтому из-за недостаточной глубины палеозойские отложения скважиной не были вскрыты.

*Поселковская скважина 4* (рисунок 3.20, 3.7) находится в пределах Нюрольской мегавпадины. Была пробурена в 1983 г., при бурении вскрыла отложения нижней юры (шараповский горизонт). Палеозой вскрыт на глубине 3101 м. Забой скважины 3230 м.

Пласт Ю<sub>2</sub> залегает в интервале 2753-2763 м, сложен песчаниками светло-серыми, мелкозернистыми, крепко-цементированными, однородными, без признаков нефтегазонасыщения. Пласт Ю<sub>3</sub> залегает в интервале 2797-2807 м (мощность 10 м), представлен песчаниками светло-серыми, мелкозернистыми, крепкоцементированными, с тонкими волнистыми прослоями черного аргиллита, с углистым детритом. Пласт Ю<sub>6</sub> имеет мощность 7 м, сложен песчаниками серыми, мелкозернистыми, крепко-цементированными, с включением галек эффузивных пород зеленовато-серого цвета. Пласты Ю<sub>7</sub> и Ю<sub>8</sub> аналогичны по составу, представлены серыми песчаниками крупнозернистыми, с редкими горизонтальными прослоями угля с включением мелких галек (до 4 мм) эффузивных пород. Пласт Ю<sub>10</sub> имеет мощность 8 м, характеризуется серыми песчаниками крупнозернистыми с включением углистого детрита, обломков аргиллитов и с включением галек сидерита. Интервал 3033,6-3039 м сложен брекчией, состоящей из обломков глинистых пород темно-серого и цементирующего их светло-серого, среднезернистого песчаника.

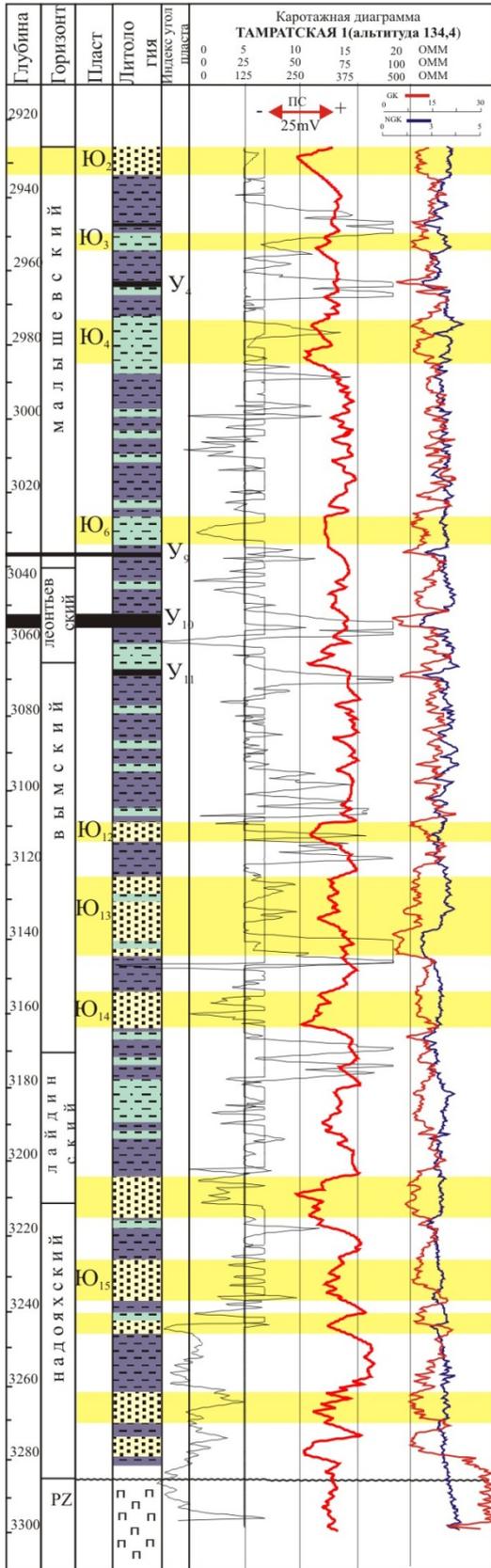
Палеозой в интервале 3110,7-3117,2 м представлен известняками светло-серыми мелкокристаллическими с системой разнонаправленных трещин, заполненных кальцитом.

*Чворовская скважина 3* (рисунок 3.21, 3.7) находится в пределах Нюрольской мегавпадины. При бурении вскрыла отложения нижней юры (надояхский горизонт). Палеозой вскрыт на глубине 3196 м. Забой скважины 3300 м.

Пласты малышевского горизонта в разрезе скважины развиты хорошо. Пласты Ю<sub>2</sub>, Ю<sub>3</sub> и Ю<sub>4</sub> мощностью порядка 6 м сложены средне-мелкозернистыми песчаниками, однородными, с небольшой долей алевролитистого материала. Пласт Ю<sub>5</sub> имеет общую мощность 37 м, эффективную 22 м, сложен средне-мелкозернистыми песчаниками средне-цементированными с прослоями алевролитов и глин. Пласт Ю<sub>6</sub> имеет мощность 6 м, представлен песчаниками серыми, мелкозернистыми, крепко-цементированными. В подошве встречены прослои углистого аргиллита. Пласт Ю<sub>9</sub> аналогичен по составу с вышележащим слоем, только более однородный. Пласт Ю<sub>10</sub> имеет мощность 32 м, представлен серыми мелко-среднезернистыми песчаниками, среднецементарованными, однородными, с небольшими пропластками алевролитистых пород.

Палеозойские породы в интервале 3196-3197 м представлены эффузивами с порфировой структурой.

*Северо-Фестивальная скважина 1* (рисунок 3.22, 3.7) находится в пределах Нюрольской мегавпадины. При бурении вскрыла отложения средней, нижней юры (шараповский горизонт). Палеозой вскрыт на глубине 3241 м. Забой скважины 3270 м.



3203 T-126°C  
 Рпл-306,8 атм  
 3216 Qн -1,47 м³сут.

Рисунок 3.18 - Литолого-геофизический разрез ниже-среднеюрских отложений по скважине Тамратская 1

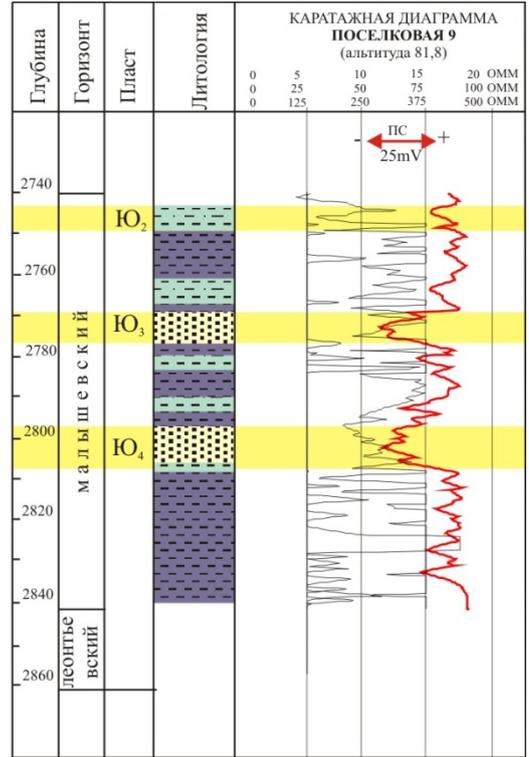
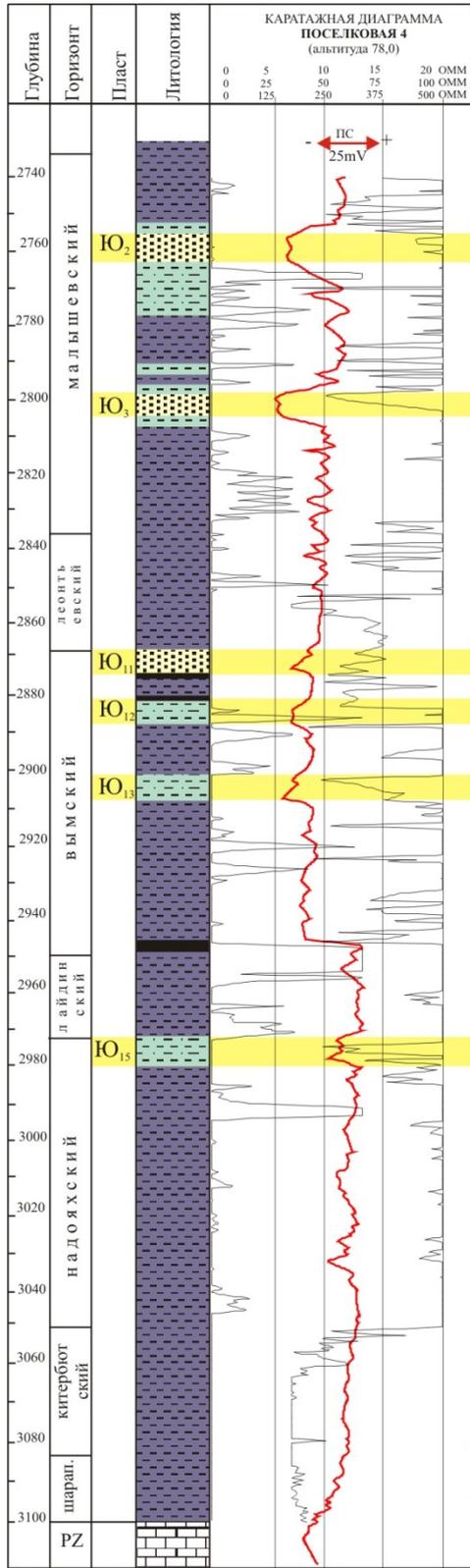
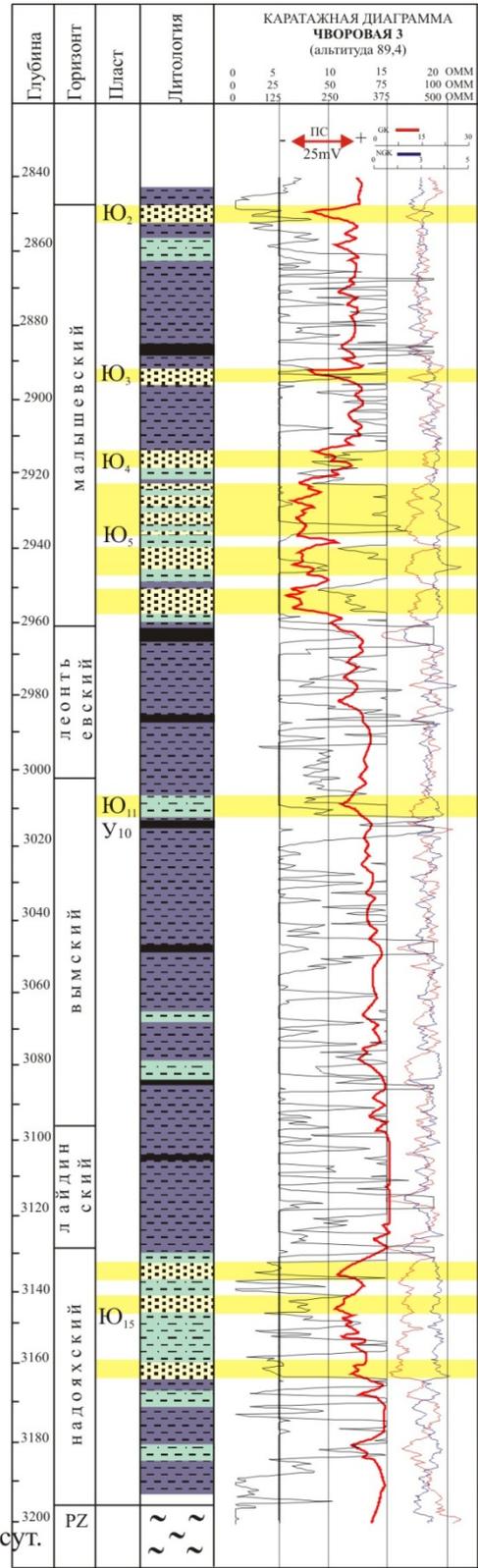


Рисунок 3.19 - Литолого-геофизический разрез ниже-среднеюрских отложений по скв. Поселковая 9



3208  
Qв-0,24 м<sup>3</sup>/сут.  
T-142°C  
P-334  
3221



3252  
Qв-3,9 м<sup>3</sup>/сут.  
T-119°C  
P-327  
3270

Рисунок 3.20 - Литолого-геофизический разрез ниже-среднеюрских отложений по скважине Поселковая 4

Рисунок 3.21 - Литолого-геофизический разрез ниже-среднеюрских отложений по скв. Чворовая 3

Пласты малышевского горизонта развиты хорошо. Пласты Ю<sub>2</sub>, Ю<sub>3</sub> и Ю<sub>4</sub> имеют мощность до 8 м, сложены средне-мелкозернистыми песчаниками, крепко-цементированные, однородные, с небольшими прослоями алевролитов. Пласт Ю<sub>5</sub> имеет мощность 13 м, сложен средне-мелкозернистыми песчаниками средне-цементированными с небольшими прослоями алевролитов.

Нижележащие песчаные пласты развиты хуже, по каротажу можно отчетливо выделить пласт Ю<sub>9</sub>, залегающий в подошве горизонта. Он сложен среднезернистыми песчаниками, мощность 11 м.

В надояхском горизонте песчаные пласты выделить не удалось. В разрезе скважины горизонт представлен переслаиванием черных аргиллитов с примесью углистого материала, темно-серых алевролитов и серых мелко-среднезернистых песчаников.

Шараповский горизонт в разрезе скважины почти полностью заглинизирован, встречаются небольшие прослои алевролитов и мелко-среднезернистых песчаников.

Палеозой в интервале 3241-3247 м представлен глинисто-кремнистыми, кремнистыми известняками.

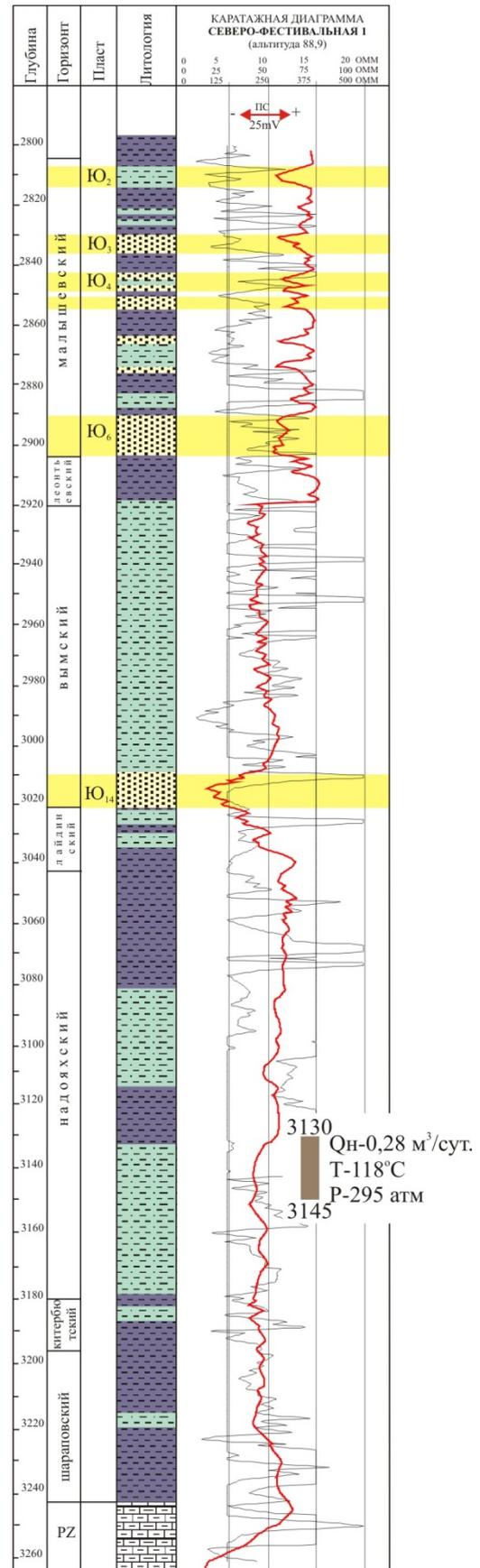


Рисунок 3.22 - Литолого-геофизический разрез ниже-среднеюрских отложений по скважине Северо-Фестивальная 1

Таблица 3.4 - Характеристика коллекторских свойств пород пласта Ю<sub>2</sub> в пределах Нюрольской мегавпадины

Зона нормального пластового давления $P_{пл}/P_{гидр} \leq 1$				Зона повышенного пластового давления $1,3 \geq P_{пл}/P_{гидр}$			
скв.№	литология	пористость (пласт Ю <sub>2</sub> ), %	Прониц. (пласт Ю <sub>2</sub> ), мД /класс коллектора	скв.№	литология	пористость, (пласт Ю <sub>2</sub> )%	прониц. (пласт Ю <sub>2</sub> ), мД/класс коллектора
Крапивинская 202	Средне-мелкозернистые песчаники с прослоями алевролита, мощностью до 10м.	14	0,8 / VI класс	Игольская 2	Средне-мелкозернистые песчаники с большим количеством углистого материала, крепко-цементированные, до 10м	10,2	0,01/ н/к
Тагайская 4	Средне-мелкозернистый песчаники, мощность 4-8м.	10	0,5/ VI класс	Поселковая 4	Средне-мелкозернистые песчаники, с прослоями глинистых пород, углистого детрита, мощность в среднем 7 м.	8	0,05/ н/к
Восточно-Моисеевская 1	Средне-мелкозернистые песчаники с прослоями алевролита, мощность до 10м.	14	0,7/ VI класс	Поньжевая 301	Песчаные пласты плохо выделяются по ГИС, сложены алевролитами с прослоями темно-серых глинистых пород.	7	0,05/ н/к
Тамратская 1	Однородные средне-мелкозернистые песчаники, мощность до 15м.	12	0,6/ VI класс	Глуховская 1	Переслаивание глинистых пород, алевролитов и песчаников с включениями пирита, мощность в среднем 5-8 м.	8-10	0,10/ н/к
Западно-Карайская 1	Крупно-средне-мелкозернистые песчаники, крепкоцементированные, мощность 5-8 м.	12	0,25/ VI класс	Южно-Фестивальная 1	Пласт Ю <sub>2</sub> полностью заглинизирован. Породы представлены светло-серыми алевролитами.	5-8	0,05/ н/к
Западно-Крапивинская 200	Средне-мелкозернистые песчаники, мощность 5-7м.	10	0,6/ VI класс				
Таловая 5	Крупно-средне-мелкозернистые песчаники, среднестементированные, мощность до 10 м.	15,5	0,75/ VI класс				
Елейская 1	Средне-мелкозернистые песчаники, с прослоями алевролитов, до 10м.	10	0,5/ VI класс				
Поселковая 9	Средне-мелкозернистые песчаники, с прослоями алевролитов, до 10м.	12	0,8/ VI класс				
Чворовая 3	Средне-мелкозернистые песчаники, с небольшой долей алевролитистого материала, мощность 11м.	12	0,7/ VI класс				

Кроме региональных было построено шесть детальных геологических профилей по двум-трем соседним площадям (рисунок 3.23).

На юго-западе - *Федюшкинская 2 - Таловая 5 – Пешеходная 1* (рисунок 3.24) – песчаные пласты малышевского горизонта представлены мало мощными, средне-мелкозернистыми песчаниками с большим количеством углистого материала. Песчаники в скважине *Пешеходная 1* характеризуются большими мощностями, хорошо прослеживаются на ГИС, с небольшими пропластками углей. В вымском горизонте песчаники *Федюшкинской и Таловой* площадей сложены, в основном, средне-мелкозернистыми песчаниками с прослоями глинистых пород, с большим количеством углистого детрита. В *Пешеходной скважине 1* вымский горизонт представлен хорошо выраженным песчаным пластом Ю<sub>6</sub> общей мощностью 25 м. Надояхский горизонт в скважинах *Федюшкинской и Таловой* площадей представлен мелко-среднезернистыми песчаниками мощностью 5-20 м, с пропластками алевролитов и глинистых пород. В *Пешеходной скважине 1* надояхский горизонт не вскрыт.

На профиле *Западно-Карайская 1 - Федюшкинская 2 - Поньжевая 301* (рисунок 3.24) в разрезе малышевского горизонта *Западно-Карайской* скважины 1 выделены пласты мелко-среднезернистых песчаников с прослоями темно-серого углистого аргиллита, местами с включениями растительного детрита.

При испытании пласта Ю<sub>5</sub> получен непромышленный приток нефти 0,56 м<sup>3</sup>/сут. Песчаные пласты вымского горизонта имеют в среднем мощность 7 м. Песчаники средне-крупнозернистые крепко-сцементированные с прослоями глинистых пород с включениями растительного детрита и угля. В пласте Ю<sub>8</sub> по данным испытаний получен приток нефти 0,6 м<sup>3</sup>/сут. и газа 9 тыс. м<sup>3</sup>/сут.

Пласт Ю<sub>10</sub> интервал (3140-3146 м), мощность пласта 6 м. По описанию керна сложен песчаниками серыми мелко-среднезернистыми, средне-сцементированными с остатками растительного детрита и углей, имеет слабый запах нефти. В *Поньжевой скважине 301* пласты малышевского горизонта на каротаже, читаются очень плохо. Выделено было только два пласта. Пласт Ю<sub>2</sub> залегает в кровле горизонта, сложен алевролитами, пласт Ю<sub>3</sub> также прослеживается достаточно условно, представлен крепкосцементированными мелкозернистыми песчаниками с единичными прослоями темно-серых глин. Пласты вымского горизонта в разрезе скважины также имеют незначительную мощность. Пласт Ю<sub>10</sub> представлен мелкозернистыми, серыми песчаниками, крепкосцементированными, однородными. Содержат значительную долю углистого материала. По радиоактивному каротажу (ГК, НГК), породы в основном сложены углистыми алевролитами, мелкозернистыми песчаниками, с прослоями углей.

На профиле *Игольская 2 – Таловая 5 – Черталинская 1* (рисунок 3.24) в малышевском горизонте *Игольской скважины 2* песчаники светло-серые мелко-среднезернистые с прослоями углистого материала, слюдистые, средней крепости. Песчаные пласты вымского горизонта имеют в среднем мощность 10 м.

Пласт надояхского горизонта имеет в среднем мощность 10 м. Пласт Ю<sub>15</sub> сложен серыми гравелитами, крупнозернистыми с прослоями углистого материала и темно-серых алевролитистых аргиллитов (таблица 3.5).

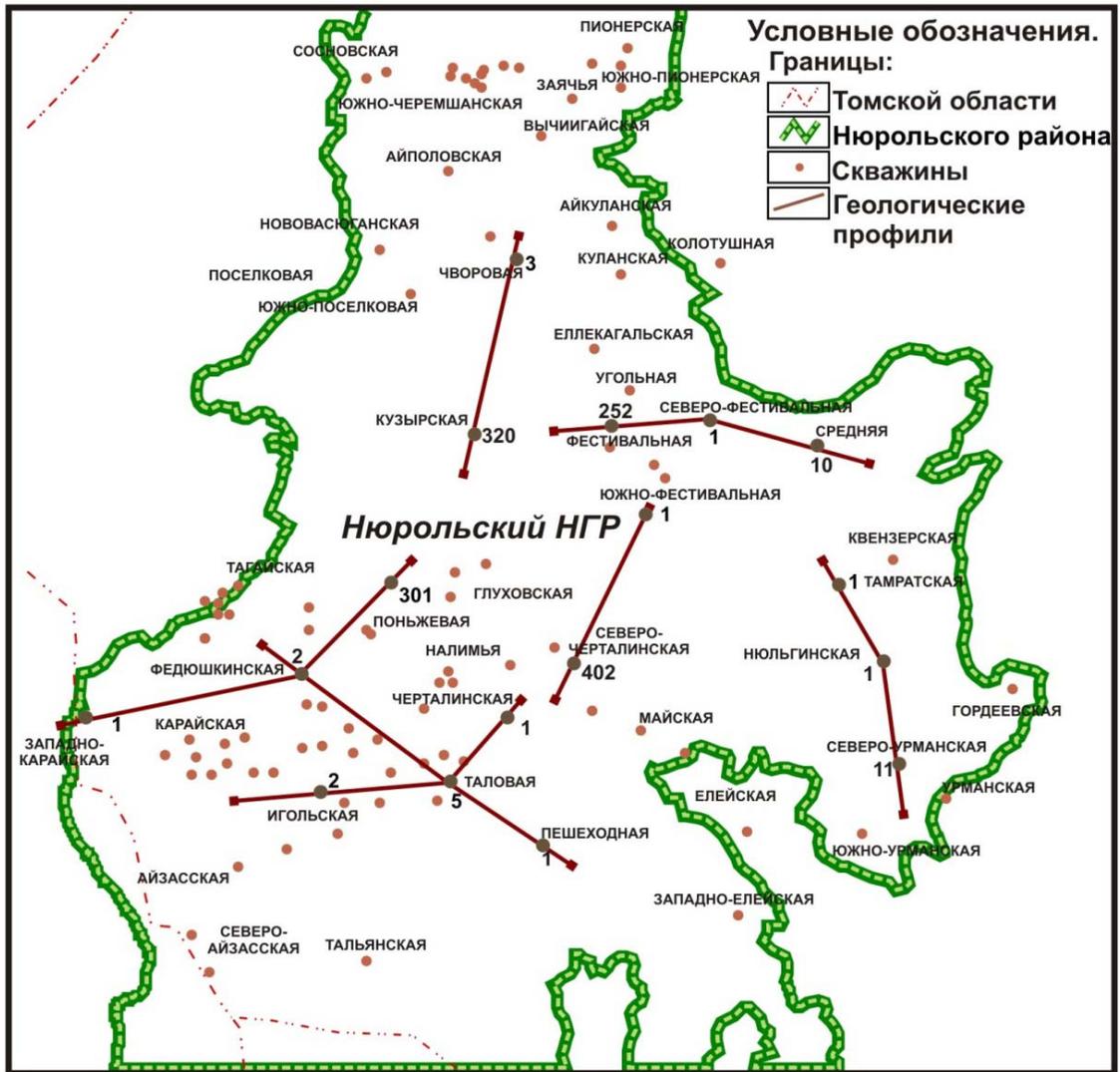


Рисунок 3.23 – Расположение дополнительных геологических профилей на площади исследования

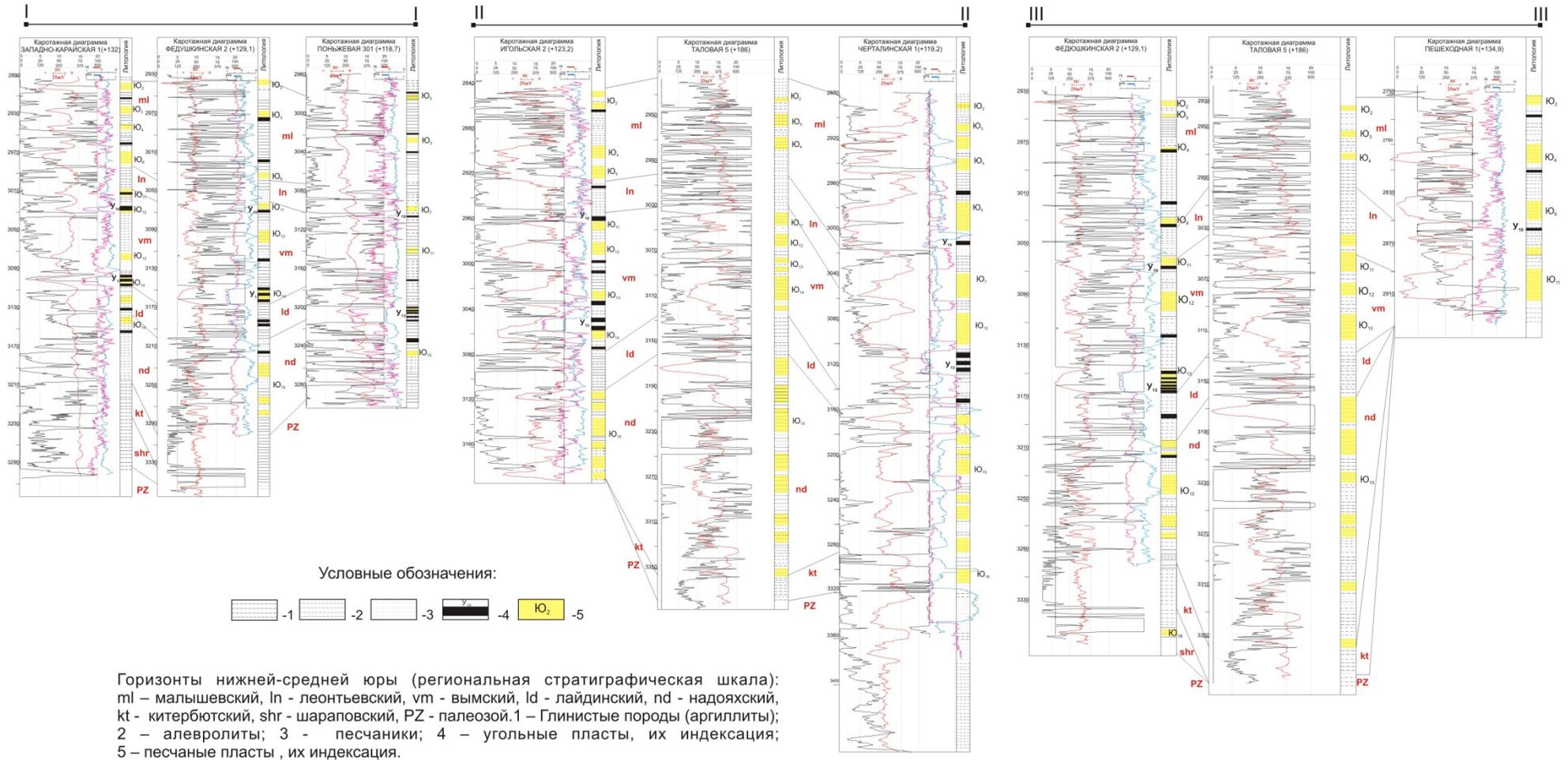


Рисунок 3.24 – Корреляционные профили юго-западной части Ньюрольской мегавпадины: I-I (Западно-Карайская 1, Федюшкинская 2, Поньжовая 301), II-II (Игольская 2, Таловая 5, Черталинская 1), III-III (Федюшкинская 2, Таловая 5, Пешеходная 1).

Таблица 3.5 - Характеристика коллекторских свойств пород по разрезу скважин Западно-Карайская 1 – Игольская 2

Скв./интервал отложений J <sub>1</sub> -J <sub>2</sub> (м)	Литология	Мощность (м)	Пористость ср. %	Проницаемость, ср.мД/класс коллектора
Юго-запад				
Западно-Карайская 1/2890-3290	Крупно-средне-мелко зернистые песчаники, крепкоцементированные.	5 - 15	12	0.25/ VI
Федушкинская 2/2930-3290	Песчаники плохо выделяются на ГИС, крепкоцементированные, содержат множество прослоев алевролитов и глинистых пород.	5 - 13	7	0.05/ н.к
Поньжевая 301/2960-3280	Песчаные пласты плохо выделяются на ГИС, алевролиты с прослоями темно-серого аргиллита.	5 - 7	4,5-7	0.05/ н.к
Таловая 5/2930-3350	Крупно-средне-мелко зернистые песчаники, среднесцементированные.	10 - 15	15.5	0.75/ VI
Пешеходная 1/2750-2910	Мелко-среднезернистые песчаники, с пропластками алевролитов и глинистых пород.	5 - 20	10	0.3/ VI
Черталинская 1/2880-3320	Крупно-мелко-среднезернистые песчаники, с пропластками алевролитов и глинистых пород.	5 - 20	8	0.25/ VI
Игольская 2/2840-3160	Мелко-среднезернистые песчаники, с большим количеством углистого материала, крепкоцементированные.	7	10,2	0.01/ н.к

На северо-западе, на профиле *Кузырская 320 - Чворовая 3* (рисунок 3.25) песчаные пласты малышевского горизонта в обеих скважинах имеют мощность порядка 5-10 м, сложены в основном серыми средне-мелкозернистыми песчаниками с прослоями алевролитов и глинистых пород, содержат большое количество углистого материала, прослой углей. В скважине *Кузырская 320* в вымском горизонте отмечены хорошо выраженные песчаные пласты мощностью до 20 м, сложены преимущественно однородными средне-мелкозернистыми песчаниками. В скважине *Чворовая 3* малышевский горизонт почти полностью заглинизирован, в кровле выделен только пласт Ю<sub>6</sub>.

Пласт Ю<sub>10</sub> в *Чворовой* скважине 3 имеет мощность 32 м, представлен серыми мелко-среднезернистыми песчаниками, средне-сцементированными, однородными, с небольшими пропластками алевролитистых пород. В *Кузырской* скважине 320 вымский горизонт вскрыт не полностью, по каротажу выделен только пласт Ю<sub>10</sub>.

На профиле *Фестивальная 252 – Северо-Фестивальная 1 – Средняя 10* (рисунок 3.25) в малышевском горизонте песчаные пласты хорошо развиты, только в *Фестивальной* скважине 252 пласты имеют ограниченное распространение. На каротажной диаграмме плохо прослеживаются и имеют мощности от 10-17 м. Сложены в основном серыми средне-мелкозернистыми песчаниками, среднесцементированными, с небольшими пропластками алевролитовых пород. В вымском горизонте песчаные пласты имеют в сред-

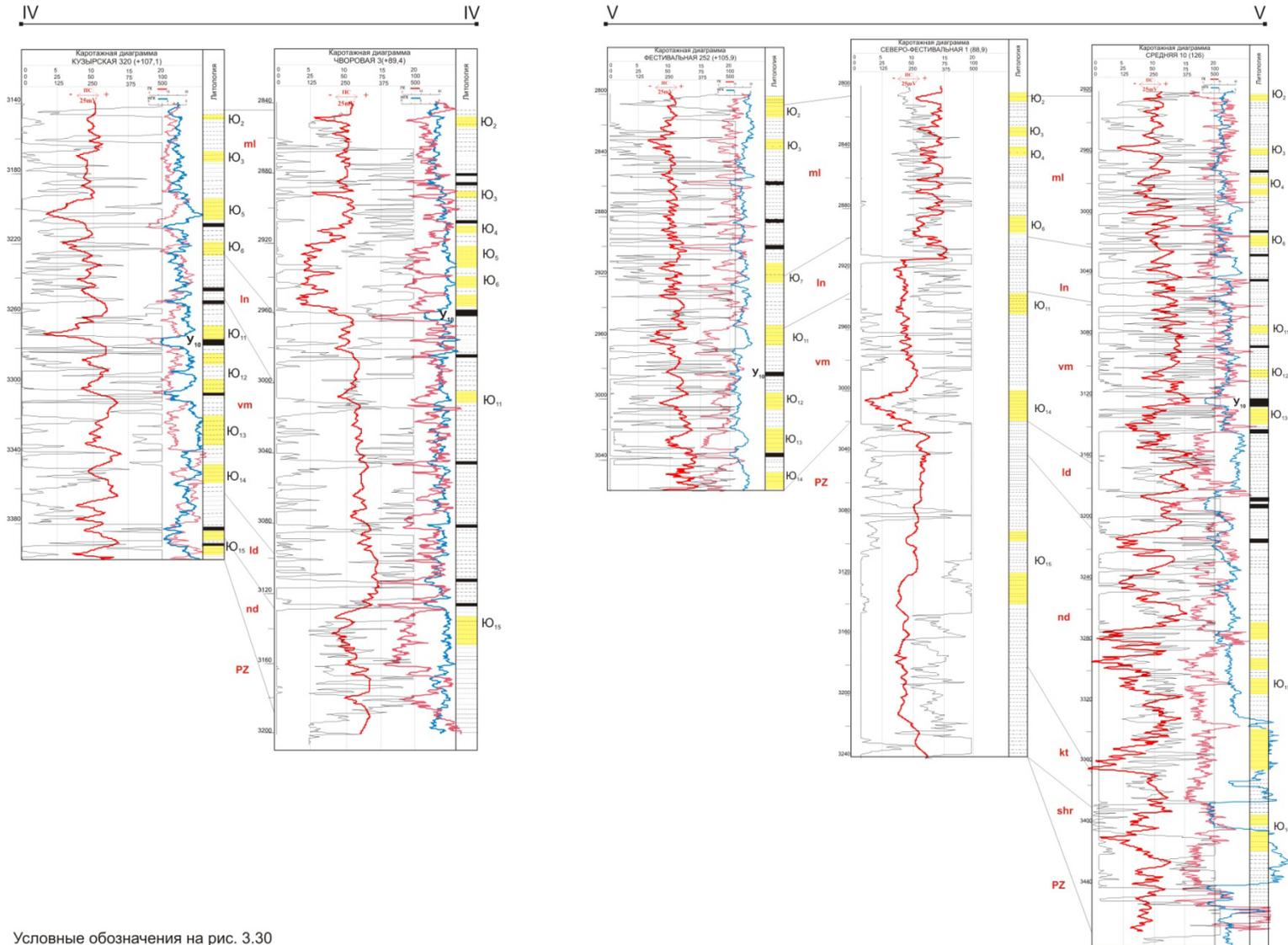
нем мощность 10-15 м, сложены аналогичными с малышевским горизонтом песчаниками с многочисленными пропластками углистого материала и углей. В пласте Ю<sub>13</sub>, залегающего в подошве вымского горизонта скважины *Фестивальная 252* вместе с пластом М (кора выветривания), выявлена единая нефтяная промышленная залежь, стоящая на балансе РФ. Пласт надояхского горизонта получил хорошее развитие только в скважине *Средняя 10*. Он представлен среднезернистыми песчаниками, среднесцементированными, с прослоями алевролитов и глин, с линзами углей (таблица 3.6).

Таблица 3.6 - Характеристика коллекторских свойств пород по разрезу скважин Кузырская 320 – Средняя 10

Скв./ интервал отложений J <sub>1</sub> -J <sub>2</sub> (м)	Литология	Мощность (м)	Пористость ср. %	Проницаемость, ср.мД/клас с коллектора
Северо-восток				
Кузырская 320/ 3140-3380	Серые средне-мелкозернистые песчаники с прослоями алевролитов и глинистых пород, содержат большое количество углистого материала, прослой углей.	8 - 20	6	0.05/ н.к
Чворовая 3/ 2840-3160	Мелко-среднезернистые песчаники, с большим количеством углистого материала, крепосцементированные.	5 - 25	12	0.7/ VI
Фестивальная 252/ 2800-3040	Крупно-мелко-среднезернистые песчаники, с пропластками алевролитов и глинистых пород.	15 - 25	10	0.5/ VI
Северо-Фестивальная 1/ 2800-3140	Среднезернистые песчаники, с пропластками алевролитов и глинистых пород.	5 - 25	10	0.65/ VI
Средняя 10/ 2920-3440	Среднезернистые песчаники, с множеством прослоев алевролитов, глинистых пород и углей.	5 - 15	7	0.3/ VI

На юго-востоке, по профилю, проходящему по *Тамратской 1 – Нюльгинской 1 - Северо-Урманской 11* (рисунок 3.26) площадям, песчаные пласты малышевского горизонта развиты хорошо, сложены однородными средне-мелкозернистыми песчаниками с переслаиванием алевролитов, содержат незначительную долю глинистого материала. Песчаные пласты вымского горизонта также хорошо развиты, представлены однородными средне-мелкозернистыми песчаниками, с небольшими прослоями алевролитов.

Песчаные пласты имеют мощность от 10 до 25 м. Сложены средне-мелкозернистыми песчаниками с прослоями алевролитов. При проведении испытаний пласта Ю<sub>10</sub> в скважине *Тамратская 1* работы были направлены на выяснение



насыщения пласта и гидродинамических показателей. В результате в интервале 3203-3216 м получен приток нефти 1,5 м<sup>3</sup>/сут.

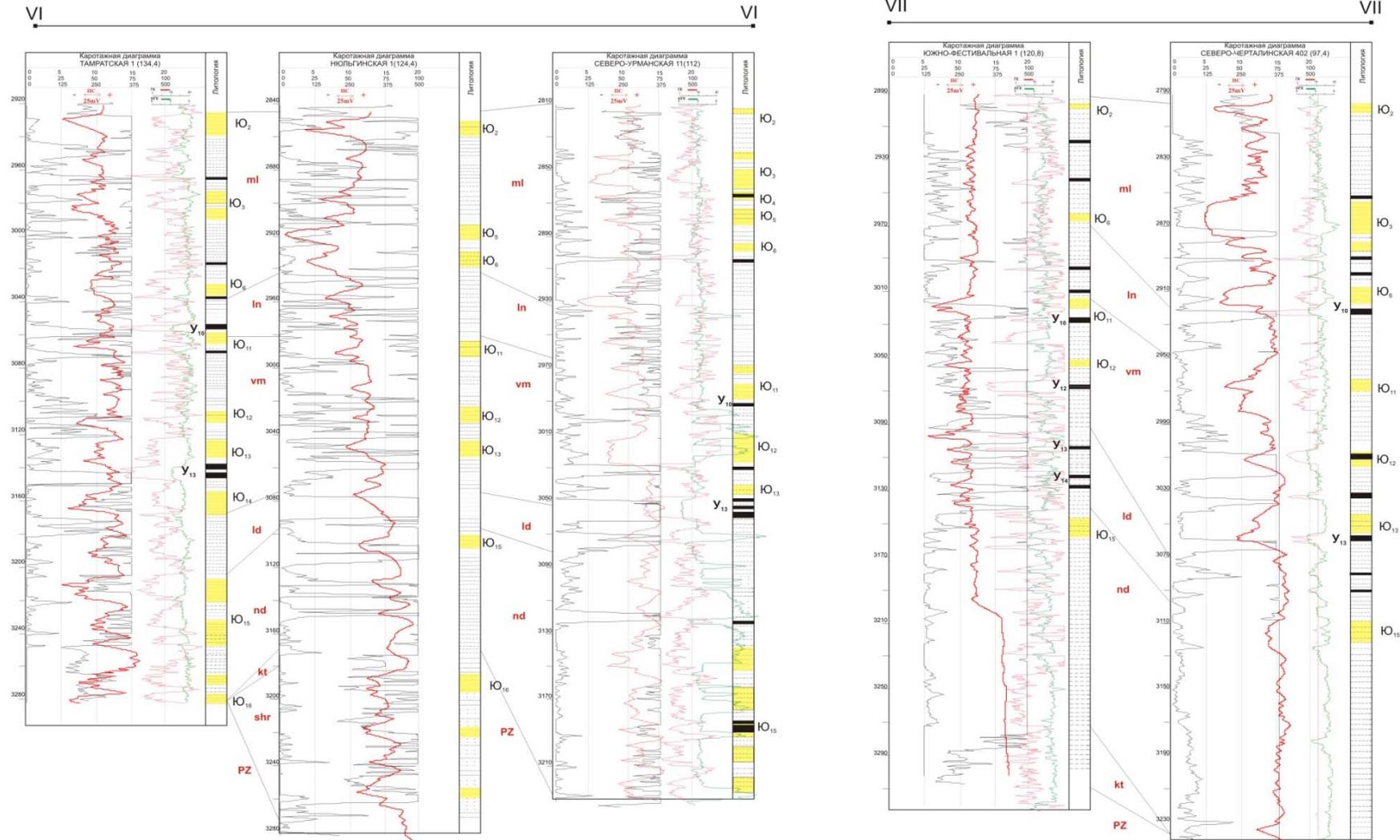
Профиль *Южно-Фестивальная 1 – Северо-Черталинская 402* (рисунок 3.26). Песчаные пласты малышевского горизонта в скважине *Южно-Фестивальная 1* полностью заглинизированы, пласт Ю<sub>2</sub> можно выделить условно в интервале 2890-2892 м. Породы представлены светло-серыми алевролитами. В скважине *Северо-Черталинская 402* хорошо выделяются пласты Ю<sub>3</sub>, Ю<sub>5</sub>, они сложены средне-мелкозернистыми песчаниками с прослоями углистого материала, мощностью до 20 м. Пласты Ю<sub>6</sub>, Ю<sub>7</sub> и Ю<sub>9</sub> имеют мощность 10-20 м, сложены плотными мелкозернистыми песчаниками с прослоями алевролита и углистого детрита. В скважине *Южно-Фестивальная 1* проводились испытания в интервале 3236-3257 м (пласт Ю<sub>13-14</sub>). Интервал характеризуется переслаиванием песчаников средне-мелкозернистых и алевролитов. В результате испытаний, проведенных в колонне, получен незначительный приток нефти – 0,15 м<sup>3</sup>/сут.

Надояхский горизонт представлен крепко-цементированными мелкозернистыми песчаниками с прослоями алевролитов и углистых аргиллитов. Мощность пластов небольшая, порядка 5-10 м (таблица 3.7).

Таблица 3.7 - Характеристика коллекторских свойств пород по разрезу скважин Тамратская 1 – Южно-Фестивальная 1

Скв./ интервал отложений J <sub>1</sub> -J <sub>2</sub> (м)	Литология	Мощность (м)	Пористость ср. %	Проницаемость, ср.мД/класс коллектора
Юго-восток				
Тамратская 1/ 2920-3280	Однородные средне-зернистые песчаники	5 - 25	12	0.6/ VI
Нюльгинская 1/ 2840-3240	Среднезернистые песчаники, с пропластками алевролитов и глинистых пород.	10 - 20	7	0.5/ VI
Северо-Урманская 11/ 2810-3230	Серые средне-мелкозернистые песчаники с прослоями алевролитов и глинистых пород, содержат прослой углей.	5 - 25	8	0.3/ VI
Южно-Фестивальная 1/ 2890-3230	Средне-мелкозернистые песчаники, с пропластками алевролитов и глинистых пород.	5 - 25	7	0.05/ н.к
Северо-Черталинская 402/ 2790-3110	Среднезернистые песчаники, с пропластками алевролитов, глинистых пород с линзами углей	7-18	7	0,5/ VI

Исходя из проведенных характеристик литологического состава пород, центральная часть территории Нюрольской мегавпадины, где отмечено повышенное пластовое



словные обозначения на рис. 3.30

Рисунок 3.26 – Корреляционные профили юго-восточной части Нюрольской мегавпадины: VI-VI (Тамратская 1, Ньюльгинская 1, Северо-Урманская 11), VII-VII (Южно-Фестивальная 1, Северо-Черталинская 402)

давление, характеризуется высокой плотностью отложений, песчаники в основном средне-мелкозернистые крепкосцементированные. В разрезе скважин Федюшкинская 2, Чворовая 3, Игольская 2, Поньжевая 301, Кузырская 320, Поселковая 4, Глуховская 1 и Южно-Фестивальная 1 отмечено присутствие большого числа углей, углистых алевролитов, глинистых пород с прослоями углей, а также углистого детрита.

Коллекторские свойства пластов характеризуются низкими значениями пористости и проницаемости (скважины Поньжевая 301, Глуховская 1 и Южно-Фестивальная 1), а также в этих скважинах при испытании замерены повышенные пластовые давления. В скважинах Игольская 2, Чворовая 3 и Поселковая 4 по ПС и КС хорошо прослеживаются песчаные пласты. Данные радиоактивного каротажа свидетельствует о низких коллекторских свойствах, их глинизации.

Распределение значений пористости и проницаемости для коллекторов нижней-средней юры приведены на рисунок 3.27 - 3.28.

Восточная часть Нюрольской мегавпадины характеризуется более выдержанными по мощности песчаными пластами и хорошими коллекторскими свойствами. Пластовые давления на площади редко имеют превышение в 1-2 атм., в основном соответствуют нормальным гидростатическим. Автором была построена схема распределения пластового давления в пласте Ю<sub>2</sub> на территории Нюрольской мегавпадины, а также схема изобар района исследования (рисунок 3.29-3.34).

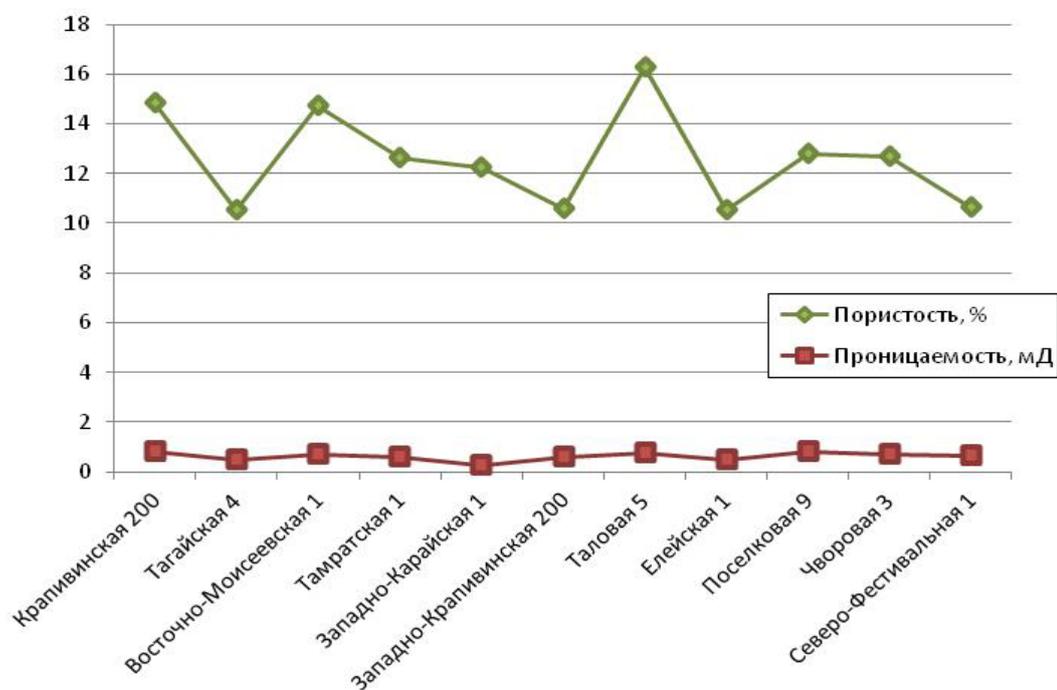


Рисунок 3.27 – Значения ФЕС для скважин в области нормальных пластовых давлений

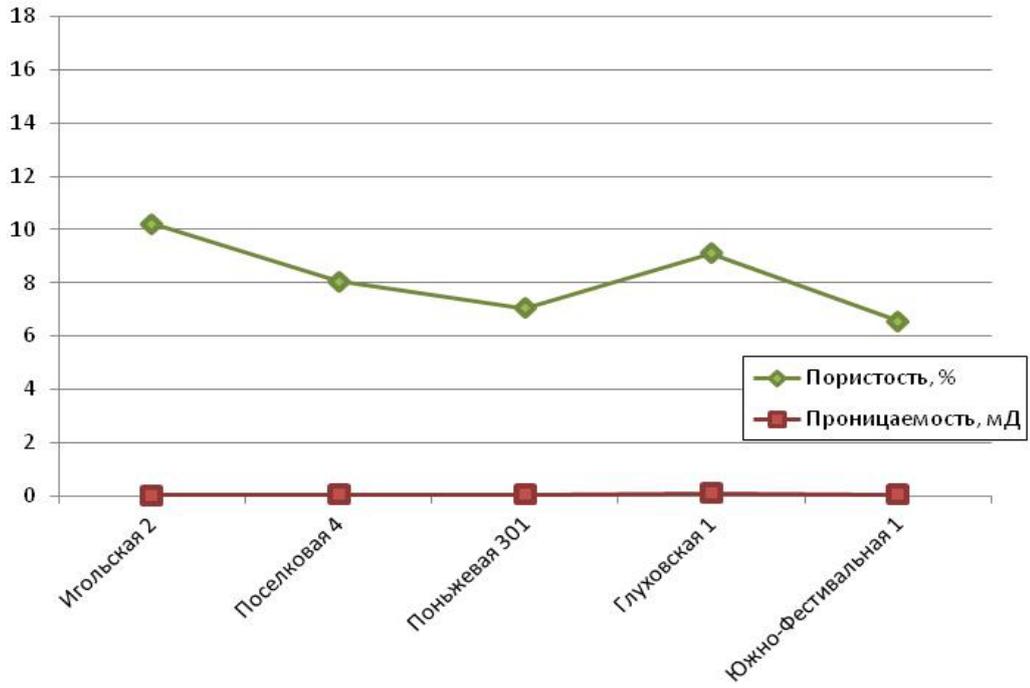


Рисунок 3.28 – Значения ФЕС для скважин в области повышенных пластовых давлений

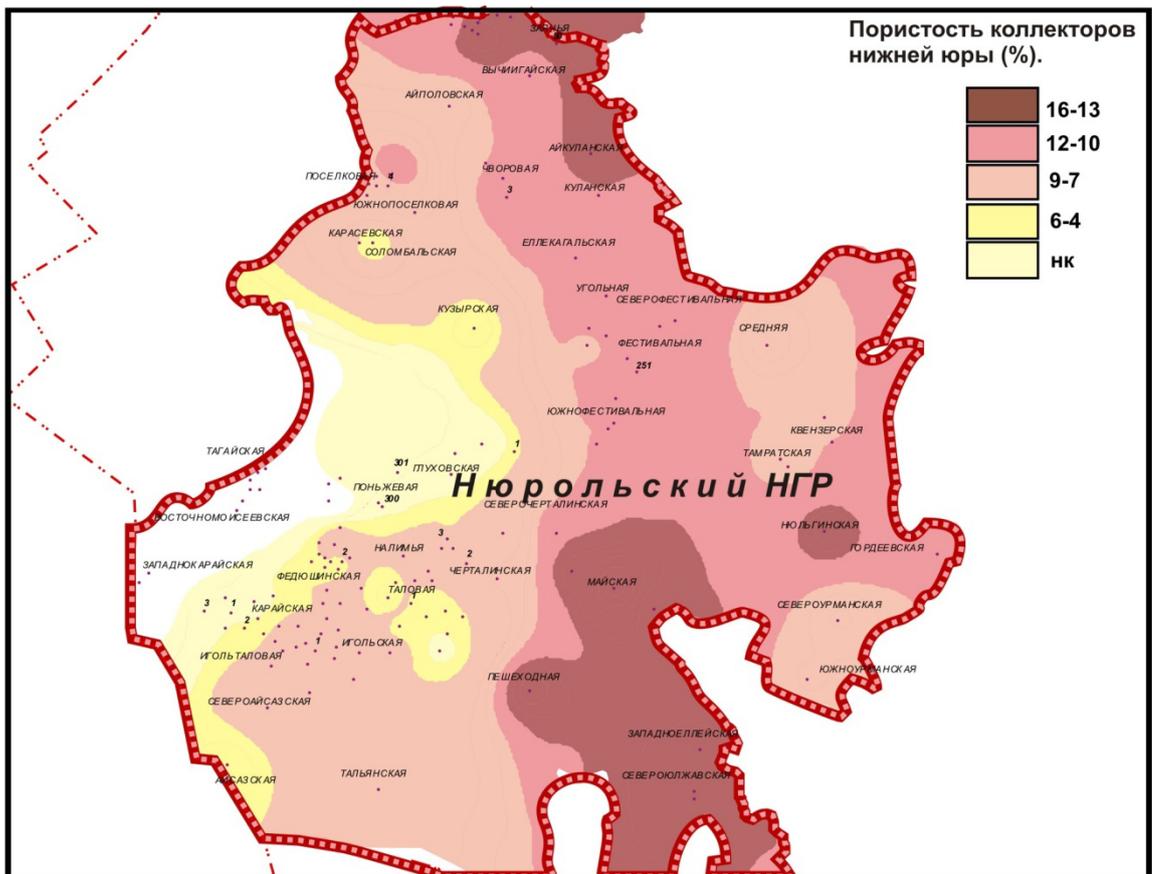


Рисунок 3.29 – Пористость песчаников нижней юры Нюрольского НГР

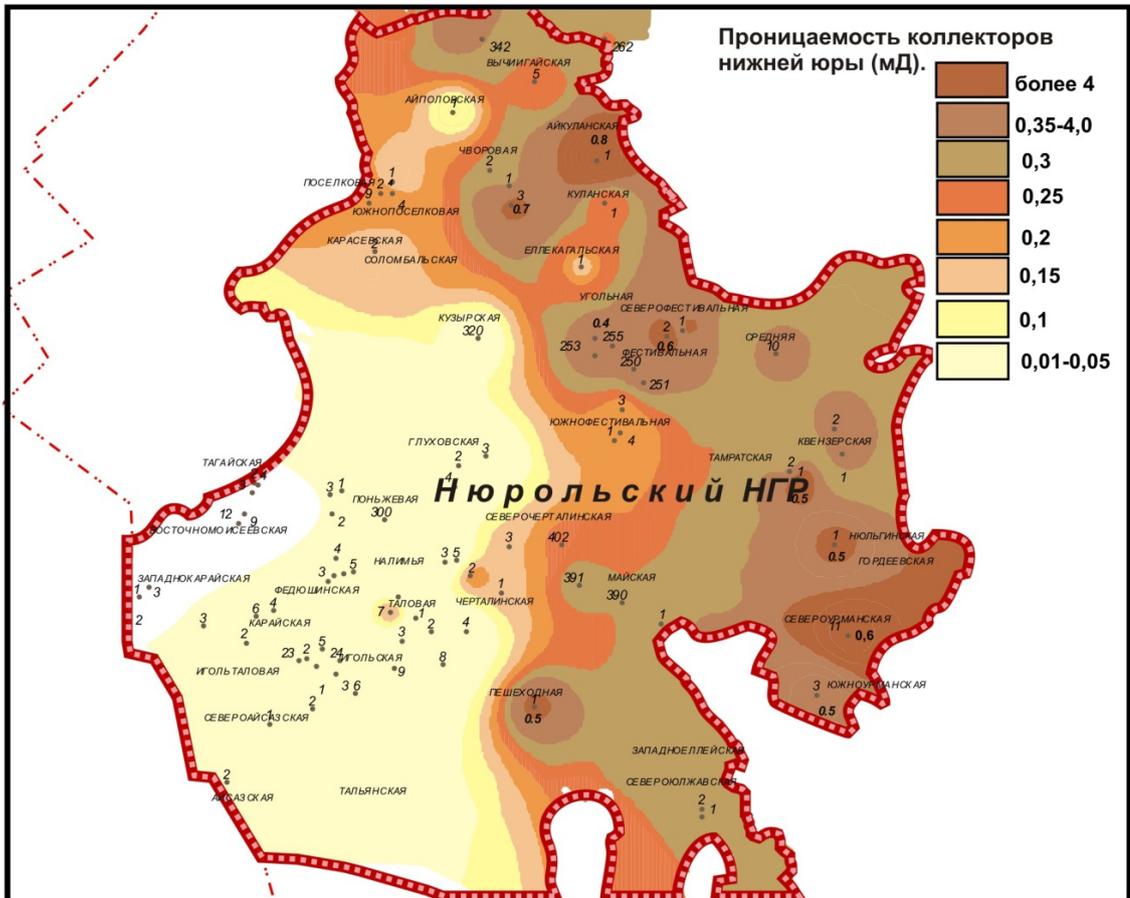


Рисунок 3.30 – Проницаемость песчаников нижней юры Нюрольского НГР

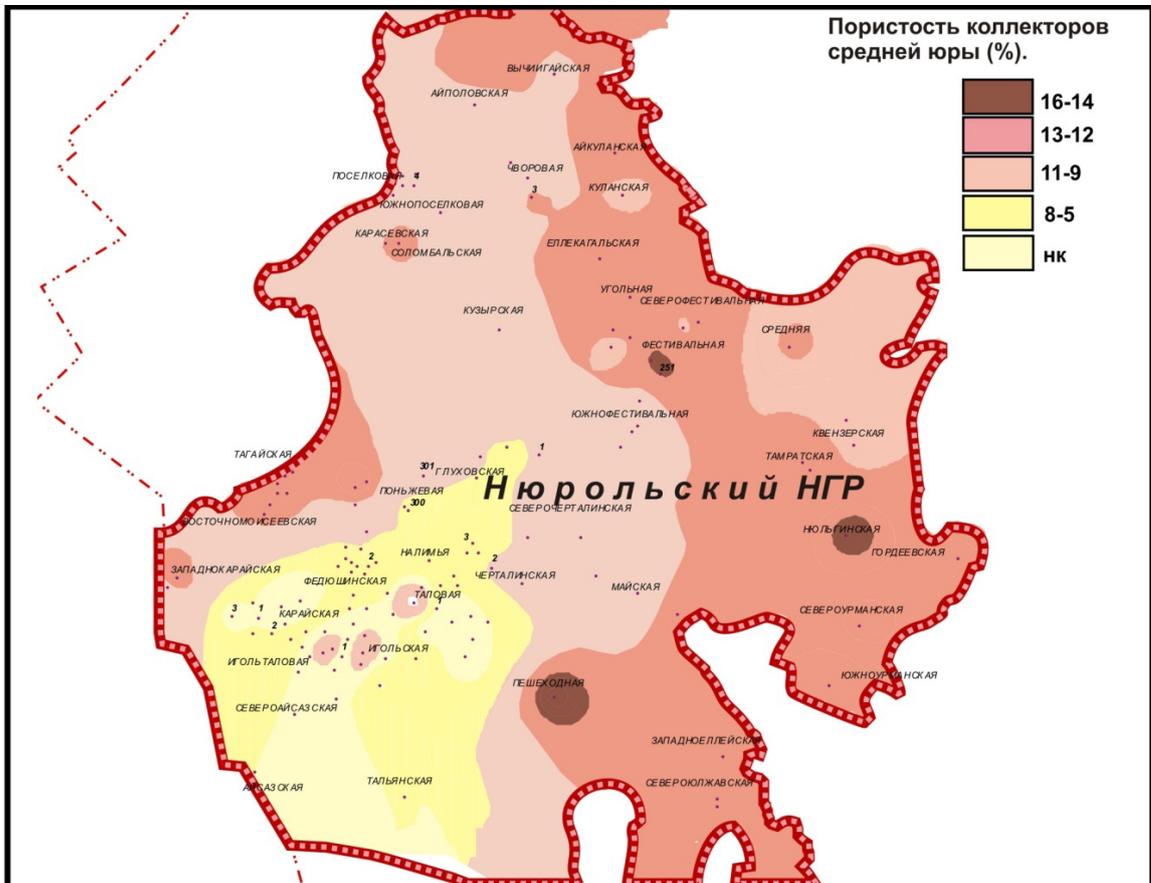


Рисунок 3.31 – Пористость песчаников средней юры Нюрольского НГР



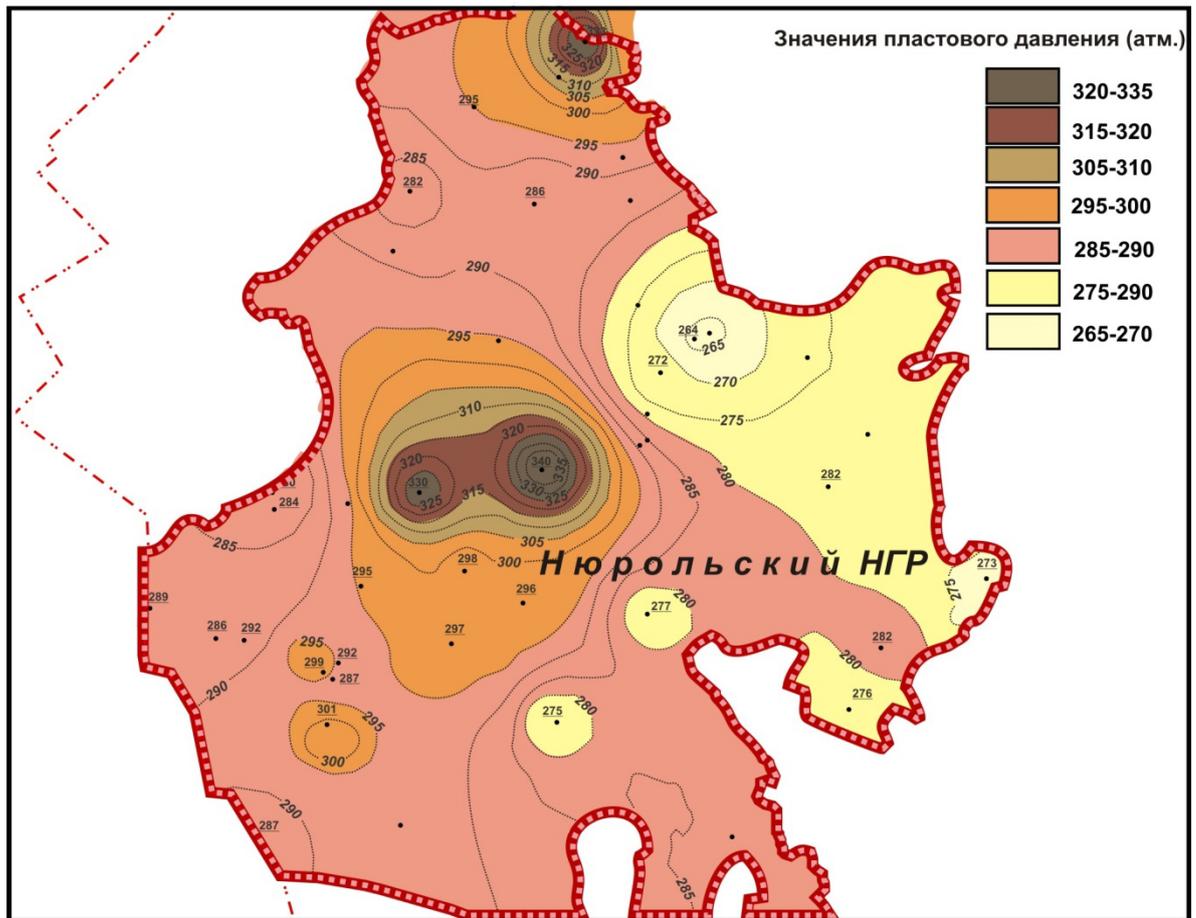


Рисунок 3.34 – Схема изобар Ньюрольского НГР

### 3.5 Геохимия органического вещества нижней-средней юры

Геохимические исследования рассеянного органического вещества нерасчлененных ниже-среднеюрских отложений и содержащихся в них нефтей Томской области проводились А.Э.Конторовичем, И.А.Олли, А.С.Фомичевым, В.И. Сухоручко, М.М. Колгановой, О.Ф. Стасовой, О.В.Серебренниковой и др. [43, 46, 68, 80, 84, 98, 110, 111].

Ниже-среднеюрские отложения накапливались преимущественно в континентальных озерно-болотных и озерно-аллювиальных условиях, в условиях прибрежных равнин и мелкого моря. Современные концентрации органического углерода в глинах этого возраста варьируют от десятых долей процента до 3-5%. В пределах Ньюрольской мегавпадины содержание органического углерода в породах составляют 1-2% [47, 49].

В ниже-среднеюрских областях континентальной седиментации захоронилось в основном гумусовое органическое вещество. Оно представлено гумолитами и сапрогумолитами. В накоплениях зарастающих озер и болот отмечаются гумолито-сапропелиты и сапропелиты.

Содержание органического вещества (ОВ) в породах китербютского горизонта (тогурская свита) варьирует в широких пределах, составляя в среднем 1,2 %. Минимальные значения Сорг (<1 %) зафиксированы на Южно-Фестивальной площади. Наиболее богаты ОВ (до 10 %) китербютские отложения южной части рассматриваемой зо-

ны. Практически на всей территории Нюрольской мегавпадины отмечаются высокие (>30 мг/г Сорг) значения битумоидного коэффициента.

Расчетные значения отражательной способности витринита (Ra), характеризующие термическую зрелость ОВ, варьируют от 0,68-0,78 (МК<sub>2</sub>) на большинстве исследованных площадей до 0,80-0,85 (МК<sub>2</sub>/МК<sub>3</sub>).

Отложения тогурской свиты по своей термической преобразованности, общему содержанию ОВ и, в частности, битуминозной составляющей могут рассматриваться как потенциально нефтематеринские практически на всей площади Нюрольской мегавпадины.

Породы надояхского горизонта отличаются от тогурских пониженным содержанием Сорг, расчетные значения отражательной способности витринита Ra варьируют для пород надояхского горизонта от 0,72 до 0,80 (МК<sub>2</sub>). Аналогичная направленность изменения термической преобразованности зафиксирована для отложений лайдинского горизонта. Для органического вещества (ОВ) южной части Ra составляет 0,73-0,76.

В целом, по своей термической преобразованности, общему содержанию ОВ и, в частности, битуминозной составляющей породы лайдинского горизонта Нюрольской мегавпадины могут рассматриваться как потенциально нефтематеринские.

Для вымского горизонта значения Ra, рассчитанные для ОВ пород вымского горизонта, изменяются от 0,67-0,70 в южной части зоны до 0,80.

Величины Ra ОВ пород леонтьевского горизонта Нюрольской зоны меняются незначительно – от 0,62 до 0,68, отвечая стадии катагенеза МК<sub>1</sub>/МК<sub>2</sub>, что соответствует началу стадии нефтеобразования.

Таким образом, изменение состава ОВ по разрезу ниже-среднеюрских отложений в пределах Нюрольского осадочного бассейна показывает незначительные изменения при переходе от трансгрессивных горизонтов к регрессивным, катагенетическая преобразованность ОВ снижется вверх по разрезу от МК<sub>2</sub>/МК<sub>3</sub> до МК<sub>1</sub>/МК<sub>2</sub>, а в пределах отдельных горизонтов - в южном направлении.

Отложения малышевского горизонта Нюрольской мегавпадины находятся на стадии среднего катагенеза, вымского – в зоне, переходной от среднего к глубинному катагенезу, надояхского – на стадии позднего (глубинного) катагенеза.

В таблицах 3.8 и 3.9 приведены геохимические данные Сорг. (содержание органического углерода), Бхл. (хлороформенного битума), катагенеза по скважинам в пределах территории исследования по материалам отчетных работ [110,111].

Таблица 3.8 - Геохимические данные Сорг., Бхл., катагенеза по скважинам в пределах территории исследования (нижняя юра)

Нижняя юра	Горизонт	Сорг	Бхл	катагенез	Давление в пласте Ю <sub>2</sub>
Заячья-50(гл.3242м)	tg+srp	1,10	0,17	0,80	повышенное
Федюшкинская-4(гл.3207м)	ld+nd	3,00	0,19	н.д.	повышенное
Северо-Урманская-11(гл.3235м)	tg+srp	н.д.	0,06	0,79	нормальное

Широтная-51(гл.3061м)	tg+srp	1,34	0,11	0,87	нормальное
Южно-Урманская-1(гл.3147м)	tg+srp	2,8	0,22	0,74	нормальное
Южно-Фестивальная-1(гл.3277м)	tg+srp	0,68	0,01	0,80	нормальное
Тамратская-1(гл.3272,9м)	ld+nd	2,7	0,10	н.д.	нормальное

Таблица 3.9 - Геохимические данные Сорг., Бхл., катагенеза по скважинам в пределах территории исследования (средняя юра)

Средняя юра	горизонт	Сорг	Бхл	катагенез	Давление в пласте Ю <sub>2</sub>
Налимья-3(гл.3177,7м)	ln+vm	1,3	0,10	н.д.	повышенное
Сев.-Черталинская-400(гл.2982,3м)	ln+vm	1,3	0,11	0,8	повышенное
Заячья-50(гл.2890м)	nvs+ml	1,7	0,26	0,68	повышенное
Налимья-3(гл.3034м)	nvs+ml	2,0	0,10	0,80	повышенное
Северо-Урманская-11(гл.2863м)	nvs+ml	2,1	0,38	0,61	нормальное

В центральной части района исследования, где отмечено повышенное пластовое давление в скважинах, степень катагенеза для отложений нижней юры изменяется от 0,77 до 0,86, среднее значение 0,82 усл.ед., а для отложений средней юры от 0,76 до 0,8, среднее значение 0,78 усл.ед. На территории, где в скважинах зафиксировано нормальное пластовое давление, катагенез для отложений нижней юры изменяется от 0,68 до 0,80, среднее значение 0,77 усл.ед., а для отложений средней юры от 0,61 до 0,71, среднее значение 0,66 усл.ед. (рисунок 3.35, 3.36).

Согласно шкале катагенетической превращенности гумусового ОВ по Конторовичу А.Э., 1976 г. (таблица 3.10), отложения нижней и средней юры соответствуют стадия МК<sub>1</sub><sup>2</sup>, среднему этапу мезокатагенеза (происходит генерации преимущественно углеводородов нефтяного ряда).

В области повышенных давлений в нижней юре значения катагенеза выше, чем в области нормальных давлений, для отложений средней юры наблюдается такая же закономерность.

Таблица 3.10 - Шкала катагенетической превращенности гумусового ОВ по Конторовичу А.Э., 1976 г.

Стадии и подстадии катагенеза	Этапы и подэтапы катагенеза	Шкала углефикации	Отражательная способность витринита $R_{\alpha}\%$ $R_0$
Протокатагенез	ПК	Б	<u>меньше 7.0</u> меньше 0.5

Мезокатогенез	МК <sup>1</sup> <sub>1</sub>	Д	<u>7.0-7.7</u> 0.50-0.65
	МК <sup>2</sup> <sub>1</sub>	Г	<u>7.7-8.4</u> 0.65-0.85
	МК <sub>2</sub>	Ж	<u>8.4-9.1</u> 0.85-1.15
	МК <sup>1</sup> <sub>3</sub>	К	<u>9.1-10.0</u> 1.15-1.65
	МК <sup>2</sup> <sub>3</sub>	ОС	<u>10.0-10.7</u> 1.65-1.88
Апокатагенез	АК <sub>1</sub>	Т	<u>10.7-11.5</u> 1.99-2.40
	АК <sub>2</sub>	ПА	<u>11.5-13.0</u> 2.40-3.50
			<u>меньше 13.0</u> меньше 3.50

### Обобщение:

В пределах Нюрольского нефтегазоносного района выделены нефтегазоносные подрайоны, которые подразделяются на основе замеров пластового давления, температуры, структурно-тектонического, геохимического критериев, фильтрационно-емкостных свойств и литологического состава песчаных пластов. **Западно-Нюрольский** характеризуется повышенными показателями пластовых давлений и температур и **Восточно-Нюрольский** с нормальными значениями пластовых давлений и температур.

В структурном плане (кровля тюменской свиты) подрайоны можно условно разделить изогипсой **-2800 м**, это граница между областями высокого и нормального пластового давления, отвечает данным по пористости и по проницаемости пород подрайонов. Западная граница **Восточно-Нюрольского** подрайона протягивается в пределах Вычиигайской, Куланской, Фестивальной, Южно-Фестивальной, Северо-Черталинской, Черталинской и Пешеходной площадей. Восточная граница ограничивается изогипсой **-2650 м** по структурной границе Нюрольской мегавпадины. Площадь подрайона **22115 км<sup>2</sup>**. **Западно-Нюрольский подрайон** на западе проходит в пределах Поньжевой, Федушкинской, Карайской площадей. Западная граница совпадает с Восточно-Нюрольским подрайоном. Площадь подрайона **9052 км<sup>2</sup>**.

Западная часть Нюрольской мегавпадины площадью 2254 км<sup>2</sup>, характеризующаяся нормальными значениями пластовых давлений, отнесена к Каймысовскому нефтегазоносному району.

Генезис повышенных пластовых давлений в Западно-Нюрольском подрайоне зависит в первую очередь от тектонического фактора. Западная часть Нюрольской мегавпадины является обособленным в структурно-тектоническом плане районом, т.е. существ-

вуют непроницаемые или слабо проницаемые границы, изолирующие его от прилегающей территории. Повышенные пластовые давления в первую очередь сформировались за счет того, что территория или отдельные её части испытывали наиболее интенсивное прогибание, происходило уплотнение пород, а также вторичные преобразования, связанные с сокращением пористости и проницаемости, проявляющиеся в цементации порового пространства. Обособленность западного блока Нюрольской мегавпадины подтверждается наличием многочисленных разрывных нарушений, по которым термальные растворы поступают из глубоких недр земной коры в относительно изолированную систему [25].

Подход к нефтегазогеологическому районированию, при котором учитываются тектонические, геохимические, структурно-литологические критерии, а также значения пластового давления, дают достаточно объективный аргумент для проведения границ нефтегазоносных районов и их дифференциацию на подрайоны, что при соответствующем подходе значительно повышает качество количественной оценки УВ (рисунок 3.37).

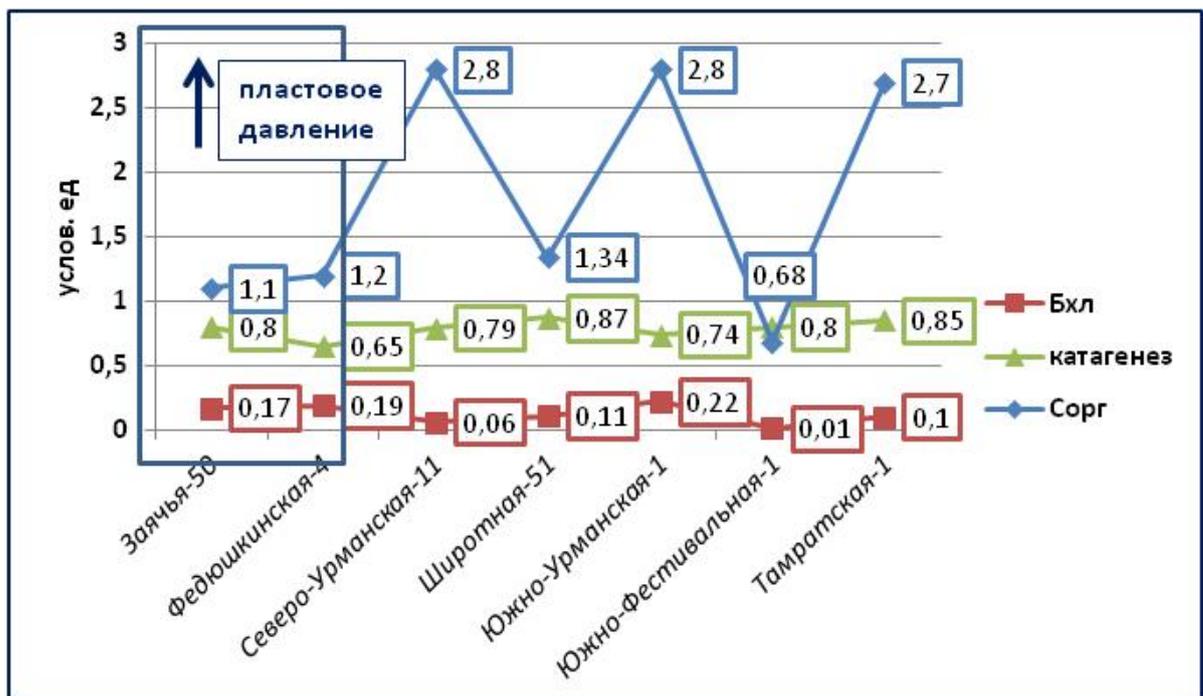


Рисунок 3.35 - Значения Сорг., Бхл., катагенеза для отложений нижней юры в пределах Нюрольского нефтегазоносного района



## ГЛАВА 4. ОЦЕНКА НАЧАЛЬНЫХ СУММАРНЫХ РЕСУРСОВ УГЛЕВОДОРОДОВ НЮРОЛЬСКОЙ МЕГАВПАДИНЫ

Оценка начальных суммарных ресурсов Нюрольской мегавпадины выполнена по двум нефтегазоносным комплексам (НГК): нижнеюрскому и среднеюрскому, методом внутренних геологических аналогий (МВГА).

### 4.1 Метод внутренних геологических аналогий

При применении этого метода на территории распространения оцениваемого нефтегазоносного комплекса выделяется некоторое количество так называемых эталонных участков (ЭУ), хорошо изученных геологически и с известными результатами поисково-разведочных работ на нефть и газ – с разведанными и предварительно оцененными залежами нефти, газа и конденсата. Граница эталонного участка проводится по общеизвестному принципу выделения нефтесборных площадей. При выделении эталонного участка подразумевается, что в результате латеральной миграции образованные углеводороды в пределах выделенного нефтесбора должны сконцентрироваться в пределах открытых в них залежах. В пределы эталонов возможно включение “пустых” структур, изученных бурением. Основной характеристикой эталона является плотность запасов, то есть отношение запасов категории  $ABC_1+C_2$  к площади эталона, выражаемая обычно величиной тыс. т/км<sup>2</sup>.

Каждый эталонный и расчетный участок должен быть описан набором геологических параметров, контролирующих плотность начальных геологических ресурсов и по значениям которых проводится сопоставление эталонного (ЭУ) и оценочного участков (ОУ) (например, литологический, геохимический, структурно-тектонический и т.п.). Набор критериев нефтегазоносности определяется особенностями оцениваемого региона.

Для ЭУ вычисляется удельная (на единицу площади) плотность геологических начальных суммарных ресурсов углеводородов (НСР) УВ. Коэффициент аналогии  $k_A$  устанавливает соответствие между плотностями на эталонном  $q_E$  и расчетном  $q_P$  участках по формуле  $q_P = q_E \cdot k_A$ , где коэффициент аналогии вычисляется как произведение поправочных коэффициентов. Для получения значений поправочных коэффициентов предварительно строятся карты-схемы соответствующих критериев нефтегазоносности в пределах оцениваемой территории резервуара. При невозможности построения схем, поправочные коэффициенты могут задаваться экспертно. Полученная на оценочном участке плотность, умноженная на его площадь, дает оценку НСР УВ [57].

В пределах Нюрольского НГР отдельная оценка начальных суммарных углеводородов осуществлялась на начальные ресурсы нефти  $Q_H$  и газа растворенного  $Q_{ГР}$ , т.к. район исследования относится преимущественно к нефтяному.

Среднеюрский нефтегазоносный комплекс состоит из двух резервуаров, т.е. проницаемых горизонтов – малышевского и вымского, ограниченных региональными экранами – нижневасюганским и леонтьевским соответственно.

Проницаемая часть малышевского и вымского резервуаров развита на всей территории Нюрольского НГР. Отмечается значительное увеличение песчаности резервуаров в восточном направлении. Экранирующая нижневасюганская и леонтьевская толщи развиты регионально.

Нижнеюрский нефтегазоносный комплекс состоит из трех резервуаров – надояхского, шараповского и зимнего. Самый нижний зимний резервуар на исследуемой территории не распространен.

Перекрывают их региональные флюидоупоры: надояхский – лайдинским, шараповский – тогурским экраном с высокими нефтематеринскими свойствами.

#### **4.2 Оценки перспектив нижней-средней юры на нефть и газ**

Количественная оценка ресурсов углеводородов выполнена с применением четырех основных групп параметров: структурно-тектонического, литолого-фациального, геохимического, коэффициента эффективных мощностей (доля песчаников), с привлечением данных о показаниях пластовых давлений.

##### ***Структурно-тектонический критерий***

К наиболее надежно картируемому параметру относится структурно-тектонический, уверенно прослеживаемый сейсморазведочными работами на локальном и региональном уровнях в пределах всей оцениваемой территории. С помощью этого параметра выделяются объекты оценки в плане на уровне структур первого и второго порядка. В качестве тектонического критерия единицами нефтегазогеологического районирования были взяты: впадины и прогибы, моноклинали, структурные ступени, седловины, валы, своды.

Нюрольский НГР по структурно-тектоническому критерию относится к отрицательным структурам первого порядка.

Впадины и прогибы обладают наилучшими условиями для осадконакопления органического вещества (ОВ) аквагенного типа и его сохранности. Фациальные аквальные условия определяют наилучшую выдержанность песчаных пластов и их глинистых покрышек по латерали. Впадины за счет своей максимальной погруженности отличаются повышенными катагенетическими свойствами преобразования ОВ в углеводороды. Территории впадин и прогибов следует рассматривать как основные зоны нефтегазообразования.

Отмечая положительные характеристики впадин и прогибов, нельзя не отметить их отрицательные свойства. В первую очередь эти структурные элементы относятся к открытым системам свободного оттока углеводородов вверх по восстанию пластов в направлении от днищ впадин к бортам. На пути миграции УВ могут встречаться литоло-

гические экраны и небольшие по размерам антиклинальные ловушки, с незначительными нефтесборными площадями. Прогноз этих геологических осложнений требует детальной изученности геофизикой и глубоким бурением, что невозможно на стадии региональной оценки ресурсов.

Установить количественную долю участия каждого из указанных тектонических элементов в общем балансе концентрированных УВ в ловушках крайне сложно. Исходя из этого, каждому структурному элементу были условно присвоены поправочные коэффициенты: валы и своды – 1; седловины – 0,8; структурные ступени – 0,6; моноклинали – 0,4; впадины и прогибы – 0,2. Таким образом, были ранжированы все структурные элементы. При перенесении аналогии структурно-тектонического критерия с эталонного участка на оценочный стало возможным численное выражение в виде поправочных коэффициентов. В случае перенесения аналогии с эталона, расположенного на своде, на оценочный участок со структурной характеристикой более низкого ранга вводится понижающий коэффициент. При обратной ситуации – повышающий коэффициент [33] (таблица 4.1).

Таблица 4.1 - Поправочные коэффициенты переноса плотностей с эталонных участков на подсчетные участки, находящиеся в разных структурных условиях

Эталон	Подсчетный участок	Поправочный коэффициент
Впадина, прогиб	Впадина, прогиб	1
Седловина	Впадина, прогиб	0,4

### ***Литолого-фациальный критерий***

Литолого-фациальные параметры используются в количественной оценке как показатели качества коллекторов и покрышек. Выдержанность коллекторов и покрышек по площади определяют интенсивность латеральной миграции УВ и сохранность образовавшихся залежей нефти и газа. Кроме того, литологический состав и фациальные условия обуславливают интенсивность накопления ОВ и его последующую сохранность.

Достаточно надежно на зональном и региональном уровне картируются литолого-фациальные параметры, базирующиеся на фаунистических находках, керновом и коротажном материале. При картировании различных фациальных обстановок используется метод анализа мощностей горизонтов по пробуренным скважинам с применением сейсмических материалов по отражающим горизонтам  $\Pi_1$  и  $\Phi_2$ .

### ***Нижнеюрский нефтегазоносный комплекс.***

Шараповский резервуар сложен песчаниками и алевролитами, перекрывает его китербютский флюидоупор (нефтематеринские аргиллиты тогурской свиты). Отложения шараповского резервуара ложатся в районе на породы фундамента.

Шараповский резервуар на территории исследования представлен фациями мелкого моря на севере, прибрежных равнин и дельт, фациями эстуария и залива – занята большая часть центральных и восточных областей, фациями аллювиальных и аллювиально-озёрных равнин, имеющих ограниченное распространение.

Китербютский флюидоупор полностью перекрывает толщи шараповского резервуара и в ряде районов ложится на породы фундамента. Представлен фациями мелкого моря.

Надояхский резервуар сложен песчаниками и алевролитами, перекрывает его лайдинский флюидоупор (глинистые породы, алевролиты, углистые аргиллиты). Отложения надояхского резервуара местами перекрывают породы фундамента и ложатся на тогурский флюидоупор.

Надояхский резервуар состоит из морских фаций в северной части территории, в центральной и южной частях из прибрежно-морских, дельт и озёр, аллювиально-озерных и аллювиальных равнин.

Лайдинский флюидоупор перекрывает толщи надояхского резервуара. Бассейн заполнялся осадками с южного и юго-восточного горного обрамления плиты. Местные источники сноса значительно сократили свои площади, и терригенный материал сосредотачивался у подножий эрозионных выступов. Практически вся территория находилась под уровнем моря.

#### ***Среднеюрский нефтегазоносный комплекс.***

Вымский резервуар сложен песчаниками, алевролитами, углистыми алевролитами, перекрывает его леонтьевский флюидоупор (глинистые породы, алевролиты, углистые аргиллиты) Отложения вымского резервуара ложатся на лайдинский горизонт.

Вымский резервуар состоит из фаций мелкого моря, эстуариев, внутренних озер и болот, аллювиально-озёрных и аллювиальных равнин.

Леонтьевский флюидоупор полностью перекрывает вымский резервуар. Внутренние источники сноса терригенного материала имели незначительное влияние. Основной вынос терригенного материала происходил с южных и юго-восточных складчатых сооружений Алтая-Саянской области. Территория Нюрольского района сложена фациями мелководного моря, местами выведены из-под уровня моря подводные возвышенности.

Малышевский резервуар сложен песчаниками, алевролитами и глинистыми породами, перекрыт нижневасюганским флюидоупором (глинистые породы, алевролиты и песчаники). Отложения малышевского НГК ложатся на леонтьевский флюидоупор.

Малышевский резервуар состоит из фаций моря и островного шельфа, прибрежных равнин, дельт и подводных возвышенностей.

Нижневасюганский флюидоупор полностью перекрывает в пределах территории исследования малышевский резервуар, сложен морскими фациями и фациями мелководного моря.

Для нижнеюрского нефтегазоносного комплекса при подсчете начальных суммарных ресурсов использовались лито-фациальные схемы надояхского горизонта (рисунок 1.7), для среднеюрского нефтегазоносного комплекса малышевского горизонта (рисунок 1.11) (таблица 4.2).

Таблица 4.2 - Литолого-фациальные коэффициенты, применяемые при количественной оценке УВ

Область седиментации	Качество коллекторов/ Выдержанность песчаных пластов	Качество глинистых покрывок	Накопление $C_{орг.}$ / Сохранность $C_{орг.}$	ПК
<b>ММ</b> – море, мелкая часть шельфа и прибрежная зона	Отсортированные/ Выдержанные	Возможны песчаные линзы	Высокое/ Хорошая	0,8
<b>ПВ</b> – подводная возвышенность, временно осушавшаяся	Хорошая Отсортированность/ Слабо выдержанные	Среднего качества	Высокое/ Плохая	0,5
<b>АОБ</b> – аллювиально-озерно-болотная равнина	Средней сортировки/ Средней выдержанности	Однородная покрывка	Высокое/ Хорошая	0,7
<b>Э</b> – эстуарий, залив	Средней сортировки/ От средней до плохой выдержанности	Среднего качества	Высокое/ Хорошая	0,6

#### ***Геохимический критерий***

Применимость геохимических критериев ( $C_{орг.}$ ,  $B_{хл.}$ ) ограничивается скудностью аналитических определений по оцениваемым объектам нижней-средней юры. Геохимические

критерии:  $C_{орг.}$ ,  $B_{хл.}$ , тип органического вещества (ОВ), катагенез ОВ, учитываются в качестве экспертных поправочных коэффициентов.

При выполнении количественной оценки ресурсов использовались геохимические показатели: содержание органического вещества (ОВ) на породу ( $C_{орг.}$ ), значения хлороформенных битумоидов ( $B_{хл.}$ ) и степень катагенетической преобразованности органического вещества. Поправочный коэффициент для впадин и прогибов принят 1,0, для седловин – 0,4, т.е. обратный структурно-тектоническому.

#### ***Поправочный коэффициент эффективных мощностей.***

Эффективная мощность – это суммарная мощность всех прослоев горных пород нефтегазонасыщенной части продуктивного горизонта. Коэффициент вычислялся путем деления эффективной мощности на оценочном участке на эффективную мощность на эталонном участке ( $k=h_{oy}/h_{эy}$ ). Средние значения эффективных мощностей по ОУ приведены на рисунках 4.1 и 4.2.

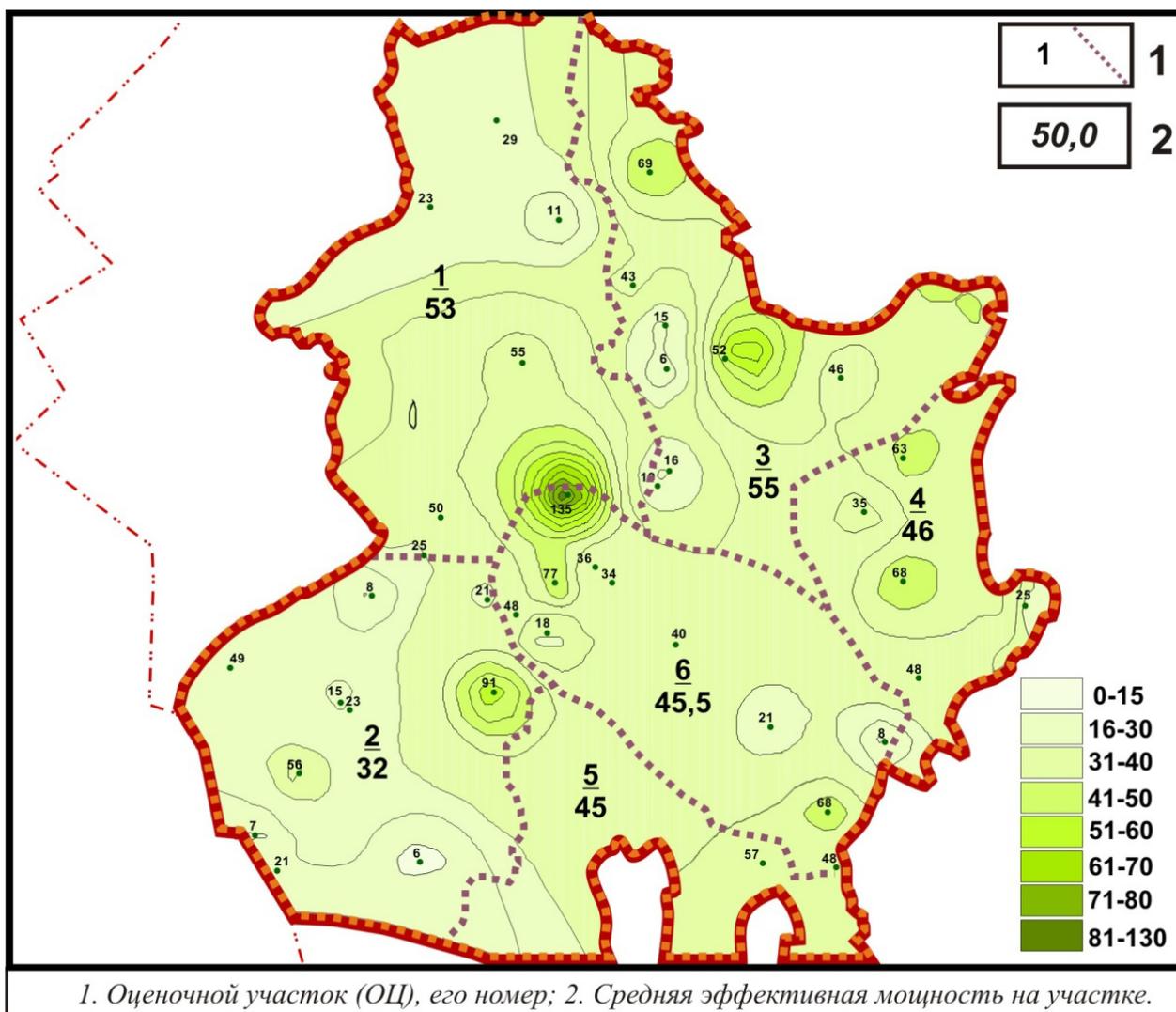


Рисунок 4.1 – Эффективные мощности нижнеюрского НГК

### ***Значения пластового давления для территории исследования***

В третьей главе приведен анализ замеров пластового давления в скважинах и предлагаемое ранжирование территории Нюрольского нефтегазоносного района. На основе полученных данных выделены подрайоны – Западно-Нюрольский и Восточно-Нюрольский. Западно-Нюрольский подрайон характеризуется повышенными пластовыми давлениями в отложениях нижней-средней юры.

На основе структурного плана (кровля тюменской свиты) территория работ была разделена на оценочные участки и определены для них значения поправочных коэффициентов (ПК).

Превышение в значениях пластового давления установлено для четырех оценочных участков (ОУ): 1 ОУ - превышение составило в среднем 6 атм, 2 ОУ – 12,3 атм, 3 ОУ – 15,5 атм, 4 ОУ – 9,8 атм, это предполагает, что при оценки ресурсного потенциала данная территории содержит более трудноизвлекаемые ресурсы углеводородов обладающие низкими значениями пористости и проницаемости пород, поэтому для участков с повышенным пластовым давлением введен понижающий поправочный коэффициент учитывающий уплотнение горных пород.

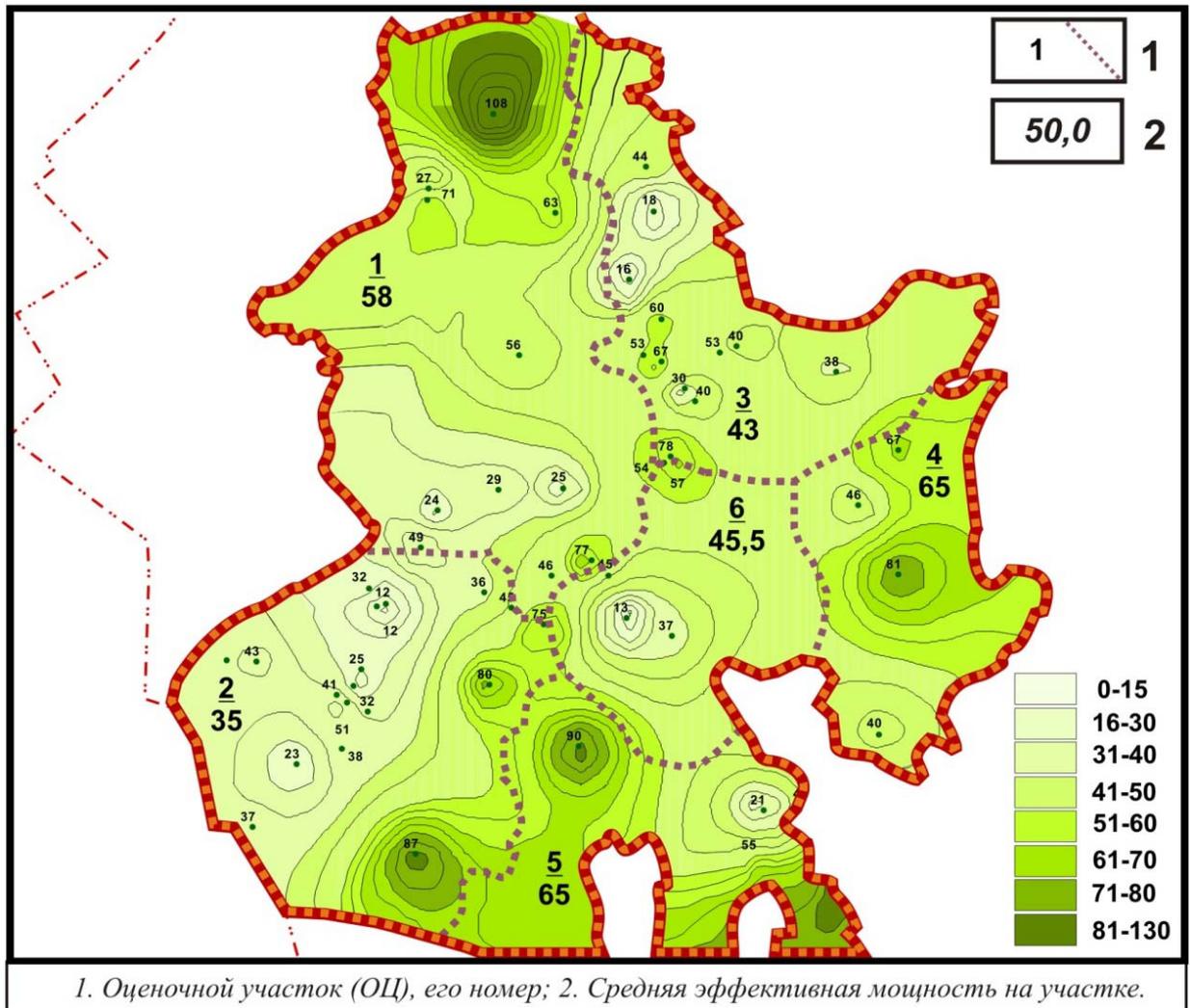


Рисунок 4.2 – Эффективные мощности среднеюрского НГК

Превышение пластового давления в среднем составляет – 23,8 %, поправочный коэффициент (ПК) принят 0,24 (рисунок 3.29-3.32) (таблица 4.3).

Таблица 4.3 - Среднее значения отклонения от нормального пластового давления, атм.

№ОУ	Превышение, атм	Ед. превышения пластового давления	ПК учитывающий уплотнение горных пород
1	15,5	1,05	0,24
2	9,8	1,03	0,24

Значения ПК для территории исследования по ОУ приведены на рисунке 4.3 для нижнеюрского нефтегазоносного комплекса и на рисунке 4.4 для среднеюрского нефтегазоносного комплекса.

Для нижнеюрского нефтегазоносного комплекса применен в качестве эталона Майский участок, для среднеюрского Нижне-Табаганский эталонный участок (рисунок 4.5, 4.6).

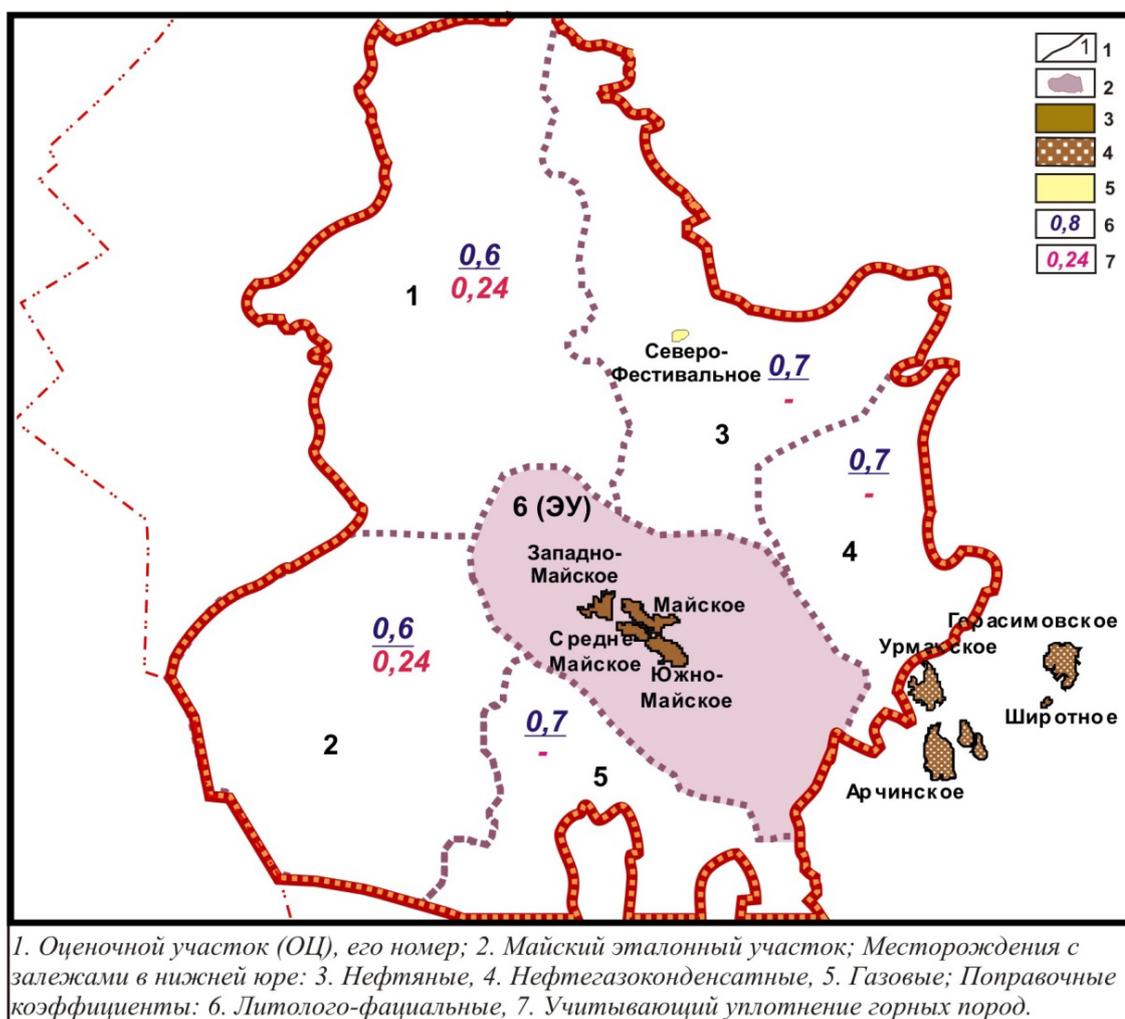


Рисунок 4.3 - Расчетные и эталонный участки для нижнеюрского НГК

### Эталонные участки

**Майский эталон нижнеюрского НГК (надояхский-шараповский резервуар пласты Ю<sub>15</sub>, Ю<sub>16</sub>).** В административном отношении Майский эталонный участок находится в южной части Каргасокского района Томской области. В тектоническом плане Майская площадь расположена на северной периклинали Лавровского наклонного вала, в пределах Нюрольской мегавпадины. В состав эталона входят Майское, Южно-Майское Западно-Майское и Средне-Майское нефтяные месторождения. Площадь эталона 3518 км<sup>2</sup>.

**Майское месторождение.** В тектоническом отношении Майское месторождение приурочено к зоне сочленения восточного борта Нюрольской мегавпадины и Северо-Межовской моноклинали.

Промышленная нефтеносность связана с терригенными верхнеюрскими отложениями васюганской свиты и ниже-среднеюрскими отложениями.

Поисковые работы в пределах Майской площади были начаты в 1971 году бурением скважины 390, расположенной на южном крыле Майского локального поднятия. По результатам испытания скважины была открыта залежь нефти непромышленного значения в горизонте Ю<sub>1</sub> (келловей-оксфорд). В скв. Майская 390 в интервале 2900-3097

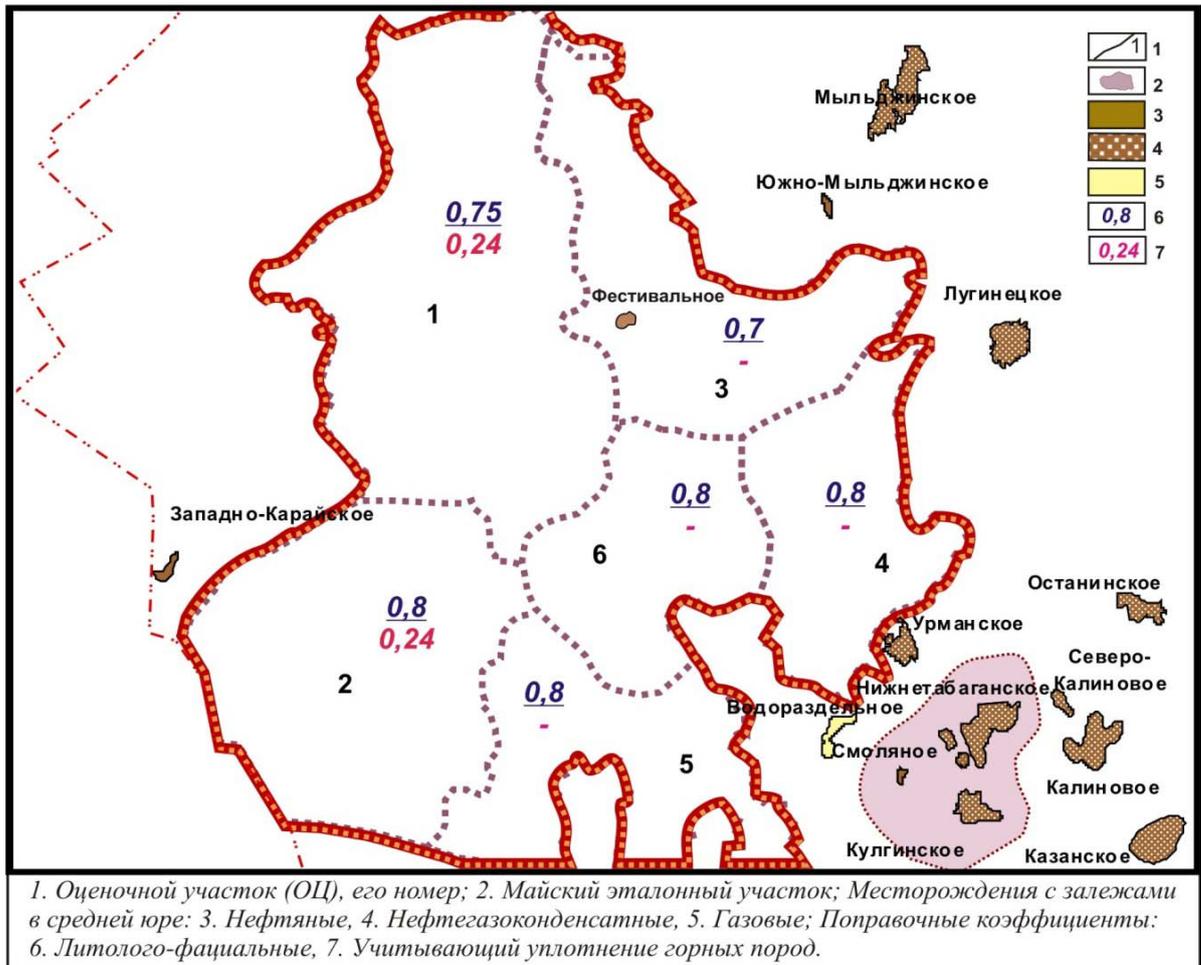


Рисунок 4.4 - Расчетные и эталонный участки для среднеюрского НГК

м (пласт Ю<sub>14-15</sub>) получен приток пластовой воды 15,3 м<sup>3</sup>/сут. В скв. 392 в интервале 2980-2995 м (пласт Ю<sub>14-15</sub>) до ГРП получен приток нефти 1,1 м<sup>3</sup>/сут., после ГРП получен приток нефти 23,3 м<sup>3</sup>/сут. и приток пластовой воды 8,5 м<sup>3</sup>/сут.

На сегодняшний день на месторождении в отложениях нижней-средней юры открыто четыре залежи нефти в пластах Ю<sub>11</sub>, Ю<sub>12</sub>, Ю<sub>13</sub> и Ю<sub>14-15</sub>.

Нефтяная залежь пласта Ю<sub>14-15</sub> приурочена к толще песчано-глинистых отложений, залегающих на размытой поверхности палеозоя. Общая толщина отложений составляет 60-64 м. По материалам ГИС количество песчаных пропластков доходит до 12, и их эффективная толщина изменяется от 9,1 до 21,9 м. По керну разрез представлен песчаниками, зернистость которых меняется от мелкозернистых до грубо-крупнозернистых с прослоями галечника. Слоистость песчаников меняется от субгоризонтальной до ритмичной косой, обусловленной крупным углистым растительным детритом или глинистым материалом. Тектурные и структурные характеристики песчаников указывают на их озерно-аллювиальный генезис.

*Южно-Майское месторождение.*

В геологическом отношении Южно-Майское месторождение приурочено к локальному одноименному поднятию, осложняющему северо-западную периклиналь Лавровского наклонного вала в юго-восточной части Нюрольской мегавпадины.

По кровле пласта Ю<sub>14-15</sub> Южно-Майское поднятие представляет собой антиклинальную складку северо-восточного простирания неправильной формы, на северо-западе и юго-западе осложнённую структурными элементами в виде заливов. В пределах замкнутой изогипсы -2900 м размеры структуры составляют 10×3,7 км, амплитуда 50 м.

Первоначально Южно-Майское поднятие было выделено в составе Майской площади сейморазведочными работами МОВ в 1969-70 годах. В 1980 году в результате проведённых сейморазведочных работ МОГТ с/п 4,5,7/78-79 Южно-Майская структура была выделена как самостоятельное локальное поднятие.

По керну разрез представлен песчаниками, зернистость которых меняется от мелкозернистых до грубо-крупнозернистых с прослоями галечника. Слоистость песчаников меняется от субгоризонтальной до ритмичной косой, обусловленной крупным углистым растительным детритом или глинистым материалом. В 2004-05 годах недропользователем в рамках реализации программы геологоразведочных работ на территории лицензионного участка были проведены детальные сейморазведочные работы МОГТ 2Д (с/п 6/04-05), в результате которых было уточнено строение Южно-Майского локального поднятия по основным отражающим горизонтам. В 2007 году в центральной части поднятия была пробурена поисковая скважина № 2, в результате испытания которой выявлена промышленная залежь нефти в отложениях тюменской свиты – пласт Ю<sub>14-15</sub>, при испытании в интервале 2978,64-3003,64 м (а.о. – 2852,0-2877,0 м) получен приток нефти дебитом 14,4 м<sup>3</sup>/сут. на СДУ 1310 м.

По результатам интерпретации ГИС в разрезе пласта выделяются 10 нефтенасыщенных пропластков, выявленная залежь относится к пластово-сводовому типу. Нижняя абсолютная отметка вскрытия нефтенасыщенного пласта-коллектора кумулятивной перфорацией при испытании его на приток в скважине № 2 равна -2877 м. Эта отметка принимается как условный уровень подсчёта запасов нефти по категории С<sub>1</sub>.

ВНК в скважине не вскрыт, условный водонефтяной контакт принят на отметке -2897 м – это отметка подошвы продуктивного пласта Ю<sub>14-15</sub> по скважине № 2, который по промыслово-геофизическим данным охарактеризован как нефтенасыщенный от кровли до подошвы.

Физико-химические свойства нефти изучались по пробам, полученным из скважины №4. По результатам анализа определено содержание механических примесей – 0,4%, серы – 0%, асфальтенов - 0,4%.

*Средне-Майское месторождение* Месторождение открыто в 2010 г. бурением скважины № 572, расположенной на северо-западе Среднемайского локального поднятия. Забой скважины находится на глубине 3141 м. Во вскрытом разрезе по геолого-геофизическим данным нефтеносной характеристикой обладают пласты васюганской

(Ю<sub>1</sub><sup>3-4</sup>) и тюменской (Ю<sub>14-15</sub>) свит. При испытании пласта Ю<sub>14-15</sub> был получен приток пластовой нефти с незначительным содержанием пластовой воды.

В этом же году были пробурены две разведочные скважины 569, 573. На Среднемайском месторождении пробурено три разведочных скважины.

Нефтяная залежь пласта Ю<sub>14-15</sub> приурочена к толще песчано-глинистых отложений залегающих на размытой поверхности палеозоя. Пласт вскрыт всеми скважинами на абсолютных отметках -2901,3–2869,1 м. Толщина пласта составляет в среднем 78,3 м. По керну разрез представлен песчаниками, зернистость которых меняется от мелкозернистых до грубо-крупнозернистых с прослоями галечника. Слоистость песчаников меняется от субгоризонтальной до ритмичной косой, обусловленной крупным углистым растительным детритом или глинистым материалом. Тектурные и структурные характеристики песчаников указывают на их аллювиальный генезис.

По проведенному циклу исследований третий объект скважины 569 в интервалах 4068-4075; 4077-4084,5; 4083-4092 м (а.о. 2870,7-2877,7; 2879,6-2884,1; 2885,6-2894,6 м) был получен приток жидкости с 18-25% содержанием воды. По проведенному циклу исследований интервал 4112,5-4125 м (по стволу) пласта Ю<sub>14-15</sub> тюменской свиты определен как водонефтенасыщенный с низкими фильтрационно-емкостными свойствами. Дебит жидкости- 2,14 м<sup>3</sup>/сут. на СДУ 2190 м, дебит нефти – 1,61 м<sup>3</sup>/сут, вода -25%

По проведенному циклу исследований второй объект скважины 569 в интервале 4099-4108 м (а.о. 2901,4-2910,4 м) определен как водонефтенасыщенный с низкими фильтрационно-емкостными свойствами. Дебит жидкости- 2,03 м<sup>3</sup>/сут. на СДУ 1780 м, дебит нефти-1,65 м<sup>3</sup>/сут., вода -18%. По микрокомпонентному составу в пробе 60 % пластовой воды.

По проведенному циклу исследований первый объект скважины 569 в интервале 4112,5-4125 м (а.о. 2914,9-2927,4 м) определен как водонефтенасыщенный с низкими фильтрационно-емкостными свойствами. Дебит жидкости- 2,66 м<sup>3</sup>/сут. на СДУ 2360 м, дебит нефти-0,34 м<sup>3</sup>/сут., вода -88%.

В скважине 572 при испытании третьего объекта в интервале 3010-3019 м (а.о. -2909,4-2918,4 м) получен дебит нефти с минерализованной водой: Q<sub>н</sub> – 1,5 м<sup>3</sup>/сут., Q<sub>в</sub> – 0,1 м<sup>3</sup>/сут. (~ 92%) на СДУ 2046 м.

При испытании второго объекта в интервале 3024-3034 м (а.о. -2923,4-2933,4 м) получен дебит пластовой воды с нефтью при КВУ- 3 – Q<sub>ж</sub> = 1,2 м<sup>3</sup>/сут. (Q<sub>в</sub>=0,4 м<sup>3</sup>/сут., Q<sub>н</sub>=0,8 м<sup>3</sup>/сут. (68%)) на СДУ 2081 м; при КВУ- 4 – Q<sub>ж</sub> = 1,3 м<sup>3</sup>/сут. (Q<sub>в</sub>=0,5 м<sup>3</sup>/сут., Q<sub>н</sub>=0,8 м<sup>3</sup>/сут. (64%)) на СДУ 2161 м.

Режим работы скважины 572 после ГРП на ЭЦН: Дебит жидкости 94 м<sup>3</sup>/сут., Ндин. 2595 м, диаметр штуцера 18 мм, дебит нефти 10,2 м<sup>3</sup>/сут, вода 89%.

В скважине 573 по пласту Ю<sub>14-15</sub> гидродинамические испытания не проводились. Перфорация произведена в интервале 3297-3309 м (а.о. -2887,2-2889,2 м). Для интенсификации притока произвели гидроразрыв. По проведенному циклу исследований пласт Ю<sub>14-15</sub> в интервале 3297-3309 м определен как водонефтенасыщенный с низкими фильтрационно-емкостными свойствами.

*Западно-Майское месторождение.* В 1972 году на Западно-Майском локальном поднятии была пробурена скважина № 394. При испытании верхнеюрских и меловых отложений в скважине была получена пластовая вода без признаков нефти.

В 2009 году в южной части Западно-Майского поднятия была пробурена поисково-оценочная скважина № 10, в результате испытания которой в 2010 году выявлена промышленная залежь нефти в отложениях тюменской свиты – пласт Ю<sub>14-15</sub>.

В 2009 году поисково-оценочной скважиной № 10, получен приток нефти из отложений пластов Ю<sub>14</sub> и Ю<sub>15</sub> тюменской и салатской свит.

По состоянию на 01.01.2014 года на исследуемой территории пробурены две скважины: Западно-Майская-10 (поисково-оценочная) и Майская-391 (поисковая). Бурение проводилось в период времени с 1972 по 2009 год.

При испытаниях скважины 10 Западно-Майская была установлена промышленная нефтеносность пластов Ю<sub>14</sub> и Ю<sub>15</sub>. Скважина 391 Майская показала притоки воды во всех исследуемых горизонтах.

Скважина 10 Западно-Майская имеет наклонно-направленный профиль ствола, а скважина 391 Майская – субвертикальный. Пробуренные на территории Западно-Майского месторождения скважины имеют глубину забоя от 2860 до 3300 метров.

В настоящее время скважина 10 Западно-Майская находится во временной консервации, а 391-Майская ликвидирована.

Опробования и испытания продуктивных отложений на Западно-Майском месторождении осуществлялись как в открытом стволе скважин, так и в эксплуатационной колонне.

В процессе бурения скважины Майская-391 испытателем пластов был опробован продуктивный горизонт Ю<sub>1</sub> в интервале 2698,0-2414,0 м был получен приток воды дебитом 5,6 м<sup>3</sup>/сут.

Испытания в эксплуатационной колонне. В пределах Западно-Майского месторождения в эксплуатационной колонне испытано 9 объектов в 2 скважинах.

Геологические запасы нефти на эталоне на 01.01.2016 г. составляют – накопленная добыча 199 тыс. т, категории А+В+С<sub>1</sub>– 25798 тыс. т, категории С<sub>2</sub> – 26187 тыс. т; газа растворенного - накопленная добыча 23 млн. м<sup>3</sup>, категории А+В+С<sub>1</sub> – 2530 млн. м<sup>3</sup>, категории С<sub>2</sub> – 2497 млн. м<sup>3</sup>. Перспективных ресурсов категории С<sub>3</sub> в пределах эталона не выявлено, прогнозные ресурсы нефти категории Д<sub>1</sub> составляют 23685 тыс. т, растворенного газа 3120 млн. м<sup>3</sup>. Плотность ресурсов УУВ на эталоне 24 тыс. т на км<sup>2</sup> (рисунок 4.3).

***Нижне-Табаганский эталон среднеюрского НГК (малышевский резервуар, пласты Ю<sub>2</sub>-Ю<sub>6</sub>).*** В административном отношении Нижне-Табаганский эталон находится в Парабельском районе Томской области. В тектоническом плане расположен на Западно-Пудинской структурной ступени, осложняющей юго-восточную часть Нюрольской мегавпадины. В состав эталона входят Смоляное нефтяное, Кулгинское нефтегазоконденсатное и Нижне-Табаганское нефтегазоконденсатное месторождения. Площадь эталона 1477,0 км<sup>2</sup>.

*Смоляное нефтяное месторождение.* В тектоническом плане является локальным поднятием, осложняющим северо-восточный склон Лавровского наклонного вала. Структура имеет узкую форму северо-западного простирания и достаточно сильно изрезанный рельеф по этой поверхности. Площадь составляет около 22 км<sup>2</sup>, амплитуда 60 м, осложнена двумя вершинами разной ориентировки.

Скважина № 1 пробурена на северной периклинали северной вершины и явилась первооткрывательницей залежи нефти, приуроченной к пласту Ю<sub>6</sub>, залегающему в мальшевском горизонте. При испытании в интервале 2752,0-2768,0 на штуцере 3 мм получен приток нефти 11,0 м<sup>3</sup>/сут. и растворенного газа 0,44 тыс. м<sup>3</sup>/сут. В дальнейшем, соответствии с геологическим проектом в разных структурно-геологических условиях пробурены скважины 2,3,4,5 и 6. Во всех пробуренных скважинах в интервале вероятного залегания перспективный пласт не фиксируется. По имеющейся информации залежь по типу ловушки относится к линзовидной с неясным генезисом песчаного тела. Месторождение относится к группе законсервированных.

*Кулгинское нефтегазоконденсатное месторождение.* В тектоническом плане приурочено к одноименному локальному поднятию, выявленному и подготовленному к бурению сейсморазведочными работами МОГТ в 1986 г. На площади пробурено 4 скважины, и только в скв. 140 при испытании выявлена нефтяная залежь, в интервале 2820-2836 м получен приток нефти 7,4 м<sup>3</sup>/сут. (пласт Ю<sub>6</sub>), и в интервале 2752-2784 м дебит нефти составил 5,5 м<sup>3</sup>/сут. (пласт Ю<sub>3</sub>).

Залежь обладает хорошей производительностью, нефтенасыщенная толщина на месторождении не превышает 1 м.

*Нижне-Табаганское нефтегазоконденсатное месторождение* приурочено к одноименной структуре третьего порядка, выявленной и подготовленной в 1971 году в зоне сочленения Лавровского, Таволгинского структурных мысов и Пудинского мегавала с/п 3/70-71 (Белов Р.В.). Месторождение открыто в 1971 году скважиной 1, пробуренной в центральной части одноименной структуры и установившей залежи нефти, свободного газа и конденсата в пласте Ю<sub>3</sub>. До начала 1980 года продолжался поисковый этап, в процессе которого пробурено 14 скважин. Одновременно с поисковым бурением проводились дополнительные площадные работы КМПВ и МОГТ с/п 1,3,9/75-76 (Свирщевская А.Г.) и МОГТ с/п 1,3/77-78 (Карпузов Н.И.) для уточнения геологического строения месторождения. С учетом глубокого бурения установлено очень сложное геологическое строение и, в первую очередь, площадное распространение природных резервуаров, с которыми связаны скопления углеводородов. Месторождение многопластовое, с разнообразными литофациальными обстановками формирования.

На месторождении в период с 1980 по 1986 годы пробурено 10 разведочных скважин, в 7 из них установлена продуктивность тех или иных пластов.

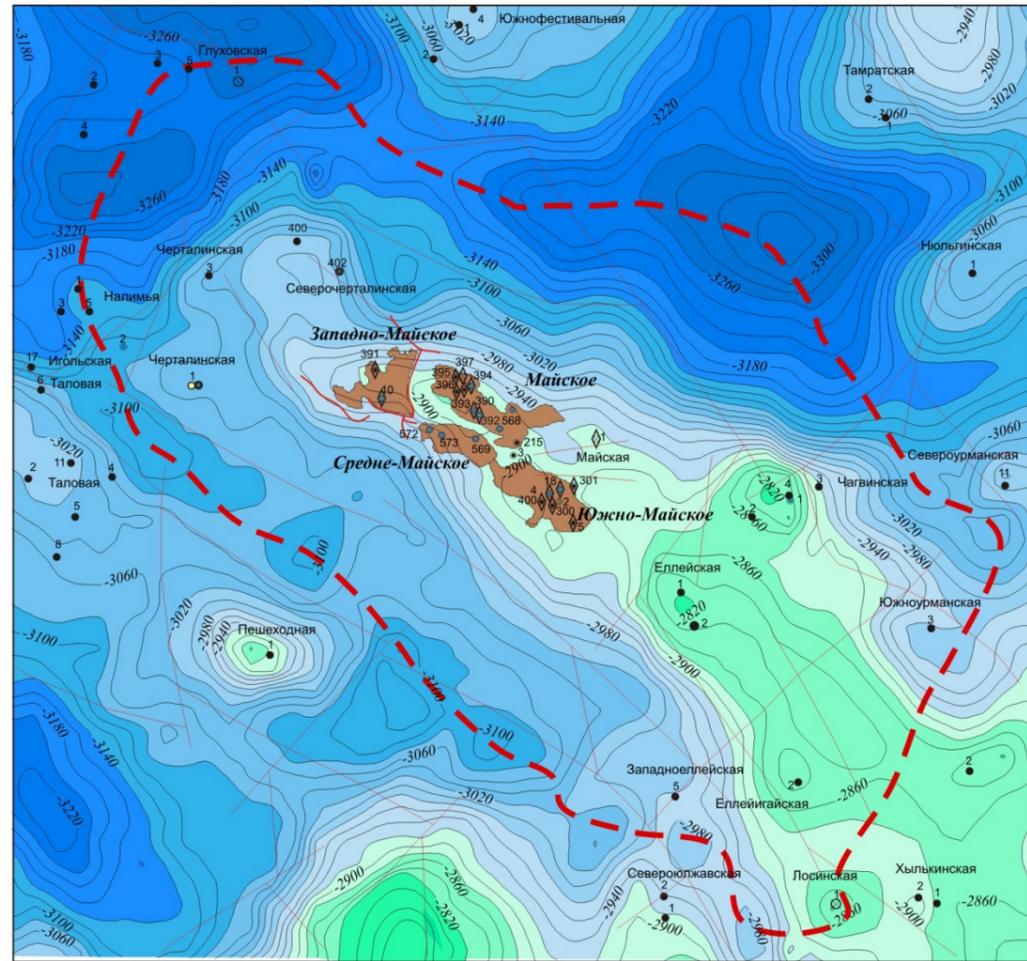
Испытание скважин. В скв. 1 в интервале 2704,0-2717,0 м, на штуцере 6 мм получен приток нефти 21,6 м<sup>3</sup>/сут. В скважине 2 в интервале 2685,0-2698,0 м на штуцере 4 мм дебит свободного газа составил 0,537 тыс. м<sup>3</sup>/сут., нефти 17,6 м<sup>3</sup>/сут. В скважине 4 в интервале 2709,0-2718,0 м, на штуцере 6 мм приток свободного газа 0,19 тыс. м<sup>3</sup>/сут., нефти 33,0 м<sup>3</sup>/сут., в скважине 6 в интервале 2715,0-2720,0 м дебит свободного газа составил

0,3 тыс. м<sup>3</sup>/сут., нефти 17,9 м<sup>3</sup>/сут. В скважине 7 в интервале 2712,0-2719,0 м дебит нефти составил 2,0 м<sup>3</sup>/сут., в скважине 9 в интервале 2703,0-2706,0 м, дебит свободного газа составил 0,03 тыс. м<sup>3</sup>/сут., нефти 1,7 м<sup>3</sup>/сут. В скважине 10 на штуцере 6 мм в интервале 2682,0-2689,0 м, дебит свободного газа составил 19,6 тыс. м<sup>3</sup>/сут., конденсата 3,3 м<sup>3</sup>/сут. В скважине 16 в интервале 2683,0-2693,0 м приток нефти составил 4,36 м<sup>3</sup>/сут., дебит свободного газа на штуцере 12 мм в интервале 2572,0-2670,0 составил 38,1 тыс. м<sup>3</sup>/сут., конденсата 14,8 м<sup>3</sup>/сут. В 18 скважине в интервале 2712,0-2717,0 приток нефти с водой составил 1,1 м<sup>3</sup>/сут., в скважине 24 на штуцере 5,5 мм в интервале 2692,0-2696,0 м дебит свободного газа составил 14,8 тыс. м<sup>3</sup>/сут., конденсата 2,4 м<sup>3</sup>/сут., в скважине 25 в интервале 2704,0-2710,0 на штуцере 5,0 мм, приток нефти составил 8 м<sup>3</sup>/сут.

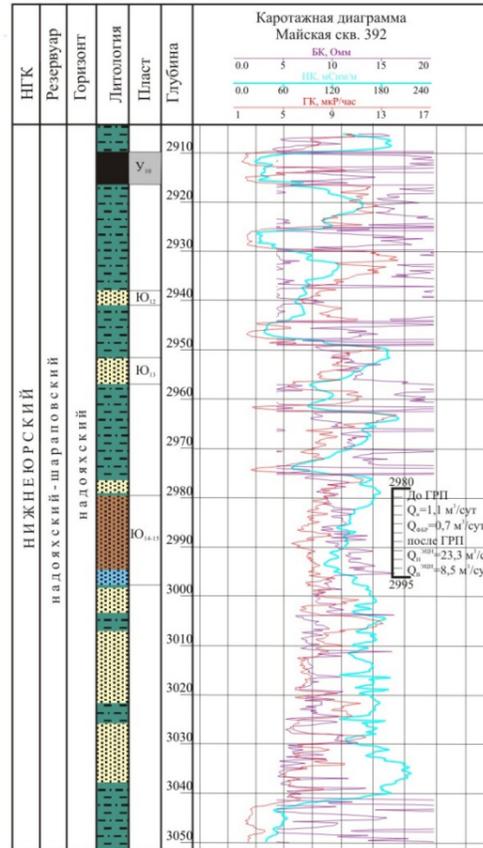
Геологические запасы нефти по эталону на 01.01.2016 г. составляют по категории А+В+С<sub>1</sub> 18916 тыс. т, по категории С<sub>2</sub> –8943 тыс. т, газа растворенного категории А+В+С<sub>1</sub> – 1050 млн. м<sup>3</sup>, категории С<sub>2</sub> – 520 млн. м<sup>3</sup>, газа свободного по категории А+В+С<sub>1</sub> – 1118 млн. м<sup>3</sup>, конденсата по категории А+В+С<sub>1</sub> – 202 тыс. т. Перспективных ресурсов категории С<sub>3</sub> в пределах эталона не выявлено, прогнозные ресурсы нефти категории Д<sub>1</sub> составляют 2955 тыс. т, растворенного газа 399 млн. м<sup>3</sup>. Плотность ресурсов УУВ на эталоне 23,0 тыс. т на км<sup>2</sup> (рисунок 4.4).

**МАЙСКИЙ ЭТАЛОН**  
нижнеюрский НГК

км 5 0 5 10 15



**Типовой разрез**  
Майская 392



- Условные обозначения**  
Скважины разведочные:
- скважины с притоком пластовой воды
  - ⊗ скважины по данным ИП "сухие"
  - не испытанные на приток УВ
  - ⊙ промышленный приток нефти
  - ⊕ с притоком нефти и пл. воды
  - ⊖ при испытании получен непром. приток нефти
- Скважины поисковые, поисково-разведочные:
- ⊖ при испытании получен приток нефти
  - ⊕ при испытании получен приток пл. воды
  - ⊗ скважины по данным ИП "сухие"
  - ⊙ при испытании получен приток нефти и пл. воды
  - не испытанные на приток УВ

- нефтенасыщенные песчаники
- песчаники
- мелко-среднезернистые
- алевролиты, глинистые породы
- водонасыщенные песчаники

Геолого-геофизическая изученность			
Показатели	Единица измерения	нижнеюрский НГК	
		надояхский-шараповский резервуары	
Площадь эталона	км <sup>2</sup>	3518	
Изученность сейсмо разведкой	Плотность профилей	м/км <sup>2</sup>	1560
Изученность бурением	Количество поисково-разведочных скв., вскрывших целевой горизонт	шт.	40
	Плотность бурения	скв./100 км <sup>2</sup>	1,14

Испытания поисково-разведочных скважин						
Кол-во скв.	Ед. измерения	надояхский-шараповский резервуары				
		дебиты нефти м <sup>3</sup> /сут., газа тыс.м <sup>3</sup> /сут.				
		менее 1	от 1 до 5	от 5 до 10	10-100	всего
с притоком нефти	шт.	1		1		2
	%	6,2		6,3		12,5
с притоком нефти и воды	шт.		4	3	1	8
	%		25,0	18,8	6,2	50,0
с притоком нефти, св. газа и воды	шт.		1			1
	%		6,3			6,3
с притоком воды	шт.		5			5
	%		31,2			31,2
всего	шт.	1	10	4	1	16
	%	6,2	62,5	25,1	6,2	100
испытано 19						
с притоком: 16						
воды 5						
сухие 3						

Параметры эталона			
Параметр	Единица измерения	нижнеюрский НГК	
		надояхский-шараповский резервуары	диапазон (min-max)
Площадь	км <sup>2</sup>	3518	
Отношение площади коллектора к площади эталона	%	100	
Эффективная толщина коллектора	м	45,5	20-71
Открытая пористость коллектора	%	12,5	12-13
Проницаемость коллектора	мкм <sup>2</sup>	0,002	0,001-0,003
Толщина флюидоупора	м	10,0	5-15
Температура	°С	102,2	98,7-105,7
Давление	МПа	26	22-30
Плотность нефти	г/см <sup>3</sup>	0,803	0,797-0,808
Плотность конденсата	г/см <sup>3</sup>	-	-
Нефтенасыщенность	доли ед.	0,75	0,9-0,6
Газонасыщенность	доли ед.	-	-
Газосодержание (газ раст.)	м <sup>3</sup> /т	140	102-178
Тек. содержание стабильного конденсата	г/см <sup>3</sup>	-	-
Доля жидких углеводород	%	86	85-87
Коэффициент извлечения нефти	доли ед.	0,3	0,25-0,35

Геологические ресурсы и запасы по состоянию на 01.01.2016 г.										
НГК	Резеруар	Месторождение, структура, продуктивные отложения	Категория	Тип флюида						
				Нефть, тыс т	Газ раст., млн м <sup>3</sup>	Газ своб., млн м <sup>3</sup>	Конд-т, тыс т	УУВ, тыс т УУВ		
нижнеюрский	надояхский-шараповский	Майское	Ю <sub>14-15</sub>	Нак.доб.	179	21	-	-	200	
			A+B+C <sub>1</sub>	13 109	1 303	-	-	14 412		
		Южно-Майское	Ю <sub>14-15</sub>	Нак.доб.	12	1	-	-	13	
			A+B+C <sub>1</sub>	3 548	347	-	-	3 895		
		Западно-Майское	Ю <sub>14-15</sub>	Нак.доб.	1	-	-	-	1	
			A+B+C <sub>1</sub>	1 848	183	-	-	2 031		
		Средне-Майское	Ю <sub>14-15</sub>	Нак.доб.	7	1	-	-	8	
			A+B+C <sub>1</sub>	7 293	697	-	-	7 990		
		ВСЕГО			Нак.доб.	199	23	-	-	222
					A+B+C <sub>1</sub>	25 798	2 530	-	-	28 328
C <sub>2</sub>	26 187				2 497	-	-	28 684		
D <sub>1</sub>	23 685				3 120	-	-	26 805		
Всего	75 869				8 170	-	-	84 039		
Плотность (S=3518 км <sup>2</sup> )				Плотность, тыс. т/км <sup>2</sup>						
				24						

**Геологический разрез**  
Майского месторождения

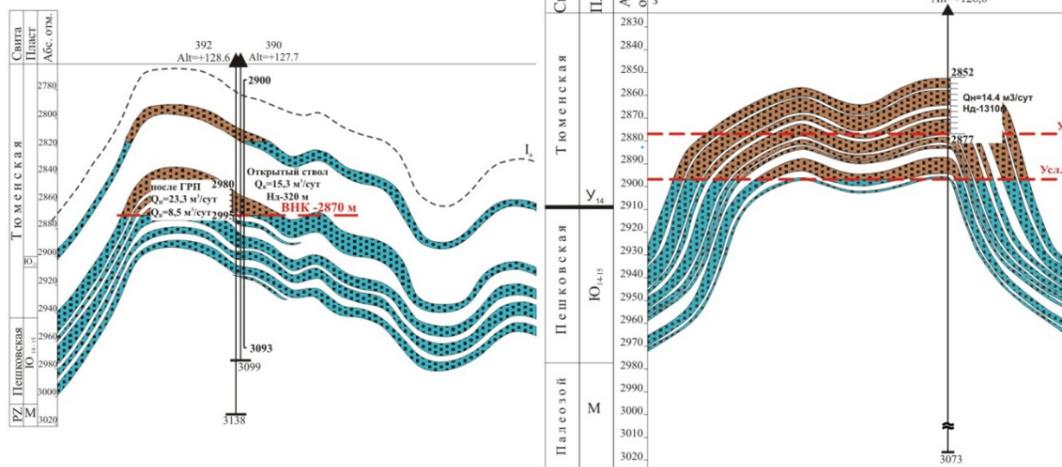


Рисунок 4.5 - Майский эталонный участок нижнеюрского НГК

### 4.3 Результаты оценки начальных суммарных геологических ресурсов

В таблицах 4.4 и 4.5 приведены расчеты начальных суммарных ресурсов (НСР) Нюрольского нефтегазоносного района по нижнеюрскому и среднеюрскому нефтегазоносным комплексам.

Оценка выполняется с применением расчетов по следующим формулам.

Для расчета коэффициента аналогии оценочных участков использовалось произведение значений поправочных коэффициентов из нескольких переменных (1).

$$K_{ан.} = K_1 \cdot K_2 \cdot K_3 \cdot K_4. \quad (1)$$

Плотность начальных суммарных ресурсов вычислялась путем умножения коэффициента аналогии расчетного участка на плотность эталона по формуле (2).

$$p_{р.уч.} = K_{ан.} \cdot p_{э.} \quad (2)$$

Начальные суммарные ресурсы расчетного участка вычислялись по формуле (3).

$$Q_{р.уч.} = p_{р.уч.} \cdot S_{р.уч.} \quad (3)$$

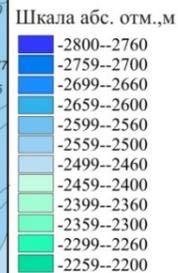
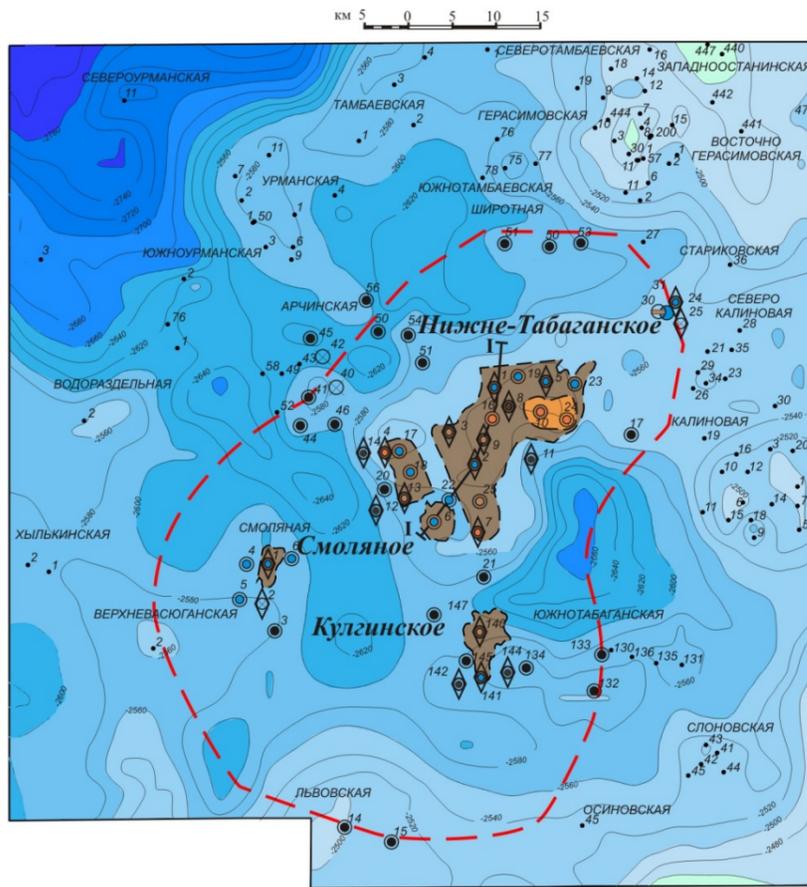
Раздельный прогноз начальных суммарных ресурсов нефти и попутного газа вычислялся с применением расчетов по формулам (4) и (5) [57].

$$Q_{н.} = Q_{р.уч.} \cdot D_{ж.} \quad (4)$$

$$Q_{р.г.} = Q_{р.уч.} \cdot \Gamma_{ф.} \quad (5)$$

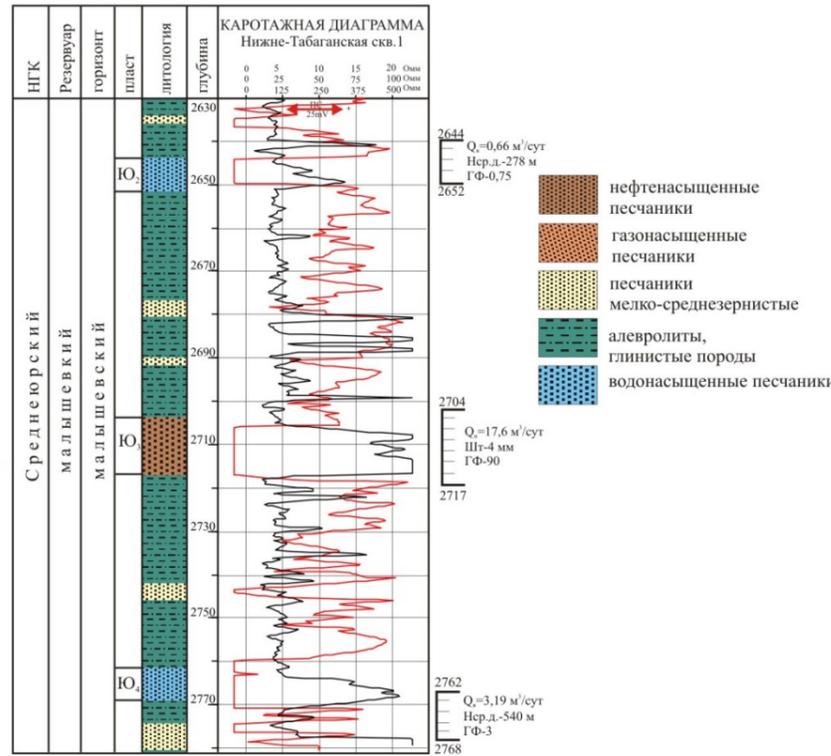
Учитывая, что район исследования относится преимущественно к нефтеносному, и единственная литологически экранированная залежь свободного газа установлена на Северо-Фестивальной площади, пласт Ю<sub>16</sub>, территория оценена по нефти.

### НИЖНЕТАБАГАНСКИЙ ЭТАЛОН среднеюрский НГК



Условные обозначения:  
 литологическое выклинивание залежи  
 контур эталона  
 изогипсы, кровля малышевского горизонта  
 подошва баженовской свиты  
 линия геологического разреза  
 перспективная ловушка кат. C<sub>1</sub>

### Типовой разрез Нижне-Табганская-1

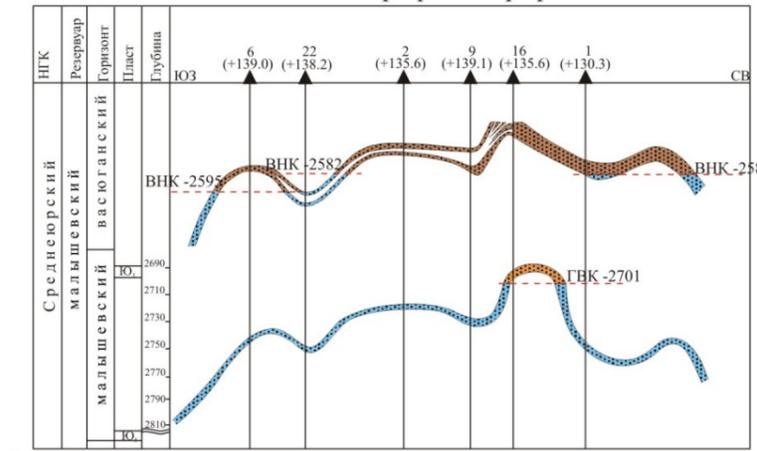


Геолого-геофизическая изученность			
Показатели	Единица измерения	среднеюрский НГК	
		малышевский резервуар	
Площадь эталона	км <sup>2</sup>	1477,2	
Изученность сейсмо разведкой	Плотность профилей	м/км <sup>2</sup>	758
Изученность бурением	Количество поисково-разведочных скв., вскрывших целевой горизонт	шт.	53
	Плотность бурения	скваж./100 км <sup>2</sup>	0,26

Испытания поисково-разведочных скважин							
Количество скважин	Ед. изм.	среднеюрский НГК					всего
		малышевский резервуар					
		Дебиты нефти (м <sup>3</sup> /сут.) и газа (тыс м <sup>3</sup> /сут.)					
		< 1	1-5	5-10	10-100	> 100	
С притоком нефти	шт.	-	2	2	2	-	6
С притоком газа	шт.	-	-	-	1	-	1
С притоком нефти и воды	шт.	-	2	4	3	-	9
С притоком нефти и газа	шт.	-	-	2	2	-	4
С притоком пластовой воды	шт.	1	3	1	2	-	7
Всего	шт.	5	10	3	6	-	27

Испытано в колонне - 31 скважины, из них с притоком УВ - 20, с притоком воды - 7, "сухие" - 4

### Геологический разрез по профилю I-I



Испытание в колонне  
 Q<sub>н</sub>=0,22 м<sup>3</sup>/сут  
 Скваж. 5  
 Alt.=+100,9  
 Скважины, пробуренные: вверху - номер скважины (альтитура ротора, м) внизу - глубина забоя  
 3613,8 м  
**ВНК, ГВК -2897 м** водонефтяной, газовой контак

- Скважины разведочные:
- скважины с притоком пластовой воды
  - ⊗ скважины по данным ИП "сухие"
  - не испытанные на приток УВ
  - скважины с притоком нефти и газа
  - промышленный приток нефти
  - промышленный приток св. газа
  - с притоком нефти и пл. воды
- Скважины поисковые:
- при испытании получен приток нефти
  - при испытании получен непром. приток нефти
  - при испытании получен приток нефти и св. газа
  - при испытании получен приток нефти и пл. воды
  - не испытанные на приток УВ

### Геологические запасы и ресурсы по состоянию на 01.01.2016 г.

НГК	Резервуар	Месторождение, структура, продуктивные отложения	Категория	Тип флюида						
				Нефть, тыс. т	Газ раст., млн. м <sup>3</sup>	Газ своб., млн. м <sup>3</sup>	Конденсат, тыс. т	УУВ, тыс. т УУВ		
среднеюрский	малышевский-вышеский	Смоляное	Ю <sub>1</sub>	Нак. доб.	-	-	-	-	-	
			A+B+C <sub>1</sub>	3 488	187	-	-	3 675		
		Кулгинское	Ю <sub>1</sub> , Ю <sub>2</sub>	Нак. доб.	-	-	-	-	-	
			A+B+C <sub>1</sub>	790	-	-	-	790		
		Нижне-Табганское	Ю <sub>1</sub> , Ю <sub>2</sub>	Нак. доб.	-	-	-	-	-	
				A+B+C <sub>1</sub>	14 638	863	1 118	202	15 501	
	ВСЕГО		Нак. доб.	-	-	-	-	-		
			A+B+C <sub>1</sub>	18 916	1 050	1 118	202	21 286		
	Плотность (S=1477,2 км <sup>2</sup> )				C <sub>2</sub>	8 943	520	-	9 463	
					D <sub>1</sub>	2 955	399	-	3 354	
					Всего	30 814	1 969	1 118	202	34 103
					Плотность, тыс. т/км <sup>2</sup>	23				

### Параметры эталона

Параметр	Единица измерения	среднеюрский НГК	
		малышевский резервуар	среднее значение
Площадь	км <sup>2</sup>	1477,2	
Отношение площади коллектора к площади эталона	%	100	
Эффективная толщина коллектора	м	35	23-47
Открытая пористость коллектора	%	12,5	12-13
Проницаемость коллектора	мкм <sup>2</sup>	0,003	0,001-0,005
Толщина флюидоупора	м	30,0	20-40
Температура	°C	84,5	74-92
Давление	МПа	27,3	26-28,6
Плотность нефти	г/см <sup>3</sup>	0,86	0,85-0,871
Плотность конденсата	г/см <sup>3</sup>	0,752	0,752
Нефтенасыщенность	доли ед.	0,59	0,53-0,65
Газонасыщенность	доли ед.	0,65	0,6-0,7
Газосодержание (газ раст.)	м <sup>3</sup> /т	140	
Тек. содержание стабильного конденсата	г/см <sup>3</sup>	196	196
Доля жидких углеводород	%		
Коэффициент извлечения нефти	доли ед.	0,3	0,25-0,35
Коэффициент извлечения конденсата	доли ед.	0,65	0,65

Рисунок 4.6 - Нижне-Табганский эталонный участок среднеюрского НГК

Таблица 4.4 - Расчеты оценки начальных суммарных ресурсов Нюрольского НГР (нижнеюрский НГК)

Название ЭУ, № РУ	S тыс. км <sup>2</sup>	Коэф. аналогии	Пл. НСР УУВ тыс.т/км <sup>2</sup>	НСР УУВ, тыс.т.	НСР нефти геол., тыс.т.	НСР газа р. геол., млн.м <sup>3</sup>	НСР газа своб. геол., млн.м <sup>3</sup>	НСР конденсата, тыс.т.	ПК структур.-тектонический	ПК лито-фациальный	ПК эффективная мощность	ПК уплотнение пород	Доля нефти, %	Газ. факт. отн. ед.
Майский (6)	<b>3518,0</b>	<b>1,0</b>	<b>24,0</b>	<b>84039</b>	<b>75869</b>	<b>8170</b>			<b>0,4</b>	<b>0,7</b>	<b>45,5</b>	<b>1,0</b>	<b>0,86</b>	<b>0,14</b>
1	6390,8	0,2	4,0	25727	22207	3520			1,0	0,6	1,2	0,24	0,86	0,14
2	3082,8	0,1	2,4	7493	6468	1025			1,0	0,6	0,7	0,24	0,86	0,14
3	5553,3	0,8	20,3	112775	97344	15431			1,0	0,7	1,2	1,0	0,86	0,14
4	4202,9	0,7	17,0	71385	61617	9767			1,0	0,7	1,0	1,0	0,86	0,14
5	3724,7	0,7	16,6	61887	43577	7004	8852	2454	1,0	0,7	1,0	1,0	0,70	0,14

Таблица 4.5 - Расчеты оценки начальных суммарных ресурсов Нюрольского НГР (среднеюрский НГК)

Название ЭУ, № РУ	S тыс. км <sup>2</sup>	Коэф. аналогии	Пл. НСР УУВ тыс.т/км <sup>2</sup>	НСР УУВ, тыс.т.	НСР нефти геол., тыс.т.	НСР газа р. геол., млн.м <sup>3</sup>	НСР газа своб. геол., млн.м <sup>3</sup>	НСР конденсата, тыс.т.	ПК структур.-тектонический	ПК лито-фациальный	ПК эффективная мощность	ПК уплотнение пород	Доля нефти, %	Газ. факт. отн. ед.
Н.-Табаганский	<b>1477,2</b>	<b>1,0</b>	<b>23,0</b>	<b>34103,0</b>	<b>30814</b>	<b>1969,0</b>	<b>1118,0</b>	<b>202,0</b>	<b>0,8</b>	<b>0,8</b>	<b>35,0</b>	<b>1,0</b>	<b>0,86</b>	<b>0,14</b>
1	6390,8	0,1	2,7	17538	15083	2455			0,4	0,75	1,7	0,24	0,86	0,14
2	3082,8	0,1	1,8	5445	4683	762			0,4	0,8	1,0	0,24	0,86	0,14
3	5553,3	0,3	7,9	43938	37786	6151			0,4	0,7	1,2	1,0	0,86	0,14
4	4202,9	0,6	13,7	57448	49405	8043			0,4	0,8	1,9	1,0	0,86	0,14
5	3251,7	0,6	13,7	44446	38224	6222			0,4	0,8	1,9	1,0	0,86	0,14
6	2325,4	0,4	9,6	22249	19135	3115			0,4	0,8	1,3	1,0	0,86	0,14

Таблица 4.6 - Начальные суммарные ресурсы Ньюрольского НГР (нижнеюрский НГК)

Нижняя юра	НСР нефти	НСР газ раств.	НСР газ своб.	НСР конденсата	НСР УУВ
<i>область повышенных давлений</i>					
геол.	28,7	4,5			33,2
извл.	8,6	1,4			10,0
<i>область нормальных давлений</i>					
геол.	278,4	40,4	8,9	2,5	330,1
извл.	83,5	12,1	8,9	1,6	106,1
<i>Всего</i>					
геол.	307,1	44,9	8,9	2,5	363,3
извл.	92,1	13,5	8,9	1,6	116,0

Таблица 4.7 - Начальные суммарные ресурсы Ньюрольского НГР (среднеюрский НГК)

Нижняя юра	НСР нефти	НСР газ раств.	НСР газ своб.	НСР конденсата	НСР УУВ
<i>область повышенных давлений</i>					
геол.	19,8	3,2			23,0
извл.	5,9	1,0			6,9
<i>область нормальных давлений</i>					
геол.	144,5	23,5			168,1
извл.	43,4	7,1			50,4
<i>Всего</i>					
геол.	164,3	26,7			191,1
извл.	49,3	8,0			57,3

Плотности начальных суммарных ресурсов УУВ приведены на рисунке 4.7 по нижнеюрскому НГК и на рисунке 4.8 по среднеюрскому НГК. Суммарные плотности приведены на рисунке 4.9.

Значения начальных суммарных ресурсов нефти, растворенного в нефти газа, условных углеводородов нижней и средней юры Ньюрольского НГР по категориям представлены в таблицах 4.8– 4.15.

### *Нижнеюрский нефтегазоносный комплекс*

Таблица 4.8 - Запасы и ресурсы УУВ (тыс. т) Ньюрольского НГР, нижняя юра

Накоп. добы- ча	A+B+C <sub>1</sub>	C <sub>2</sub>	C <sub>3</sub>	D <sub>1</sub>	НСР
222	32829	1477		294766	363306
	12559	960		88430	115815

Таблица 4.9 - Запасы и ресурсы нефти (тыс. т) Ньюрольского НГР, нижняя юра

Накоп. добы- ча	A+B+C <sub>1</sub>	C <sub>2</sub>	C <sub>3</sub>	D <sub>1</sub>	НСР
199	25798	26187		254898	307082

	7495	7468		76469	91631
--	------	------	--	-------	-------

Таблица 4.10 - Запасы и ресурсы газа растворенного (млн. м<sup>3</sup>) Ньюрольского НГР, нижняя юра

Накоп. добыча	A+B+C <sub>1</sub>	C <sub>2</sub>	C <sub>3</sub>	D <sub>1</sub>	НСР
23	2529,7	2497		39869	44918
	758,9	749,1		11961	13492

Таблица 4.11 - Запасы и ресурсы газа свободного (млн. м<sup>3</sup>) Ньюрольского НГР, нижняя юра

Накоп. добыча	A+B+C <sub>1</sub>	C <sub>2</sub>	C <sub>3</sub>	D <sub>1</sub>	НСР
	3524	5328			8852

Таблица 4.12 - Запасы и ресурсы конденсата (тыс. т) Ньюрольского НГР, нижняя юра

Накоп. добыча	A+B+C <sub>1</sub>	C <sub>2</sub>	C <sub>3</sub>	D <sub>1</sub>	НСР
	977	1477			2454
	781,6	1059			1840,5

### *Среднеюрский нефтегазоносный комплекс*

Таблица 4.13 - Запасы и ресурсы УУВ (тыс. т) Ньюрольского, средняя юра

Накоп. добыча	A+B+C <sub>1</sub>	C <sub>2</sub>	C <sub>3</sub>	D <sub>1</sub>	НСР
3	1742	7572	1043	180705	191064
	476	2223	365	54211	57275

Таблица 4.14 - Запасы и ресурсы нефти (тыс. т) Ньюрольского НГР, средняя юра

Накоп. добыча	A+B+C <sub>1</sub>	C <sub>2</sub>	C <sub>3</sub>	D <sub>1</sub>	НСР
3	1585	6835	1043	154849	164315
	429	2002	365	46455	49251

Таблица 4.15 - Запасы и ресурсы газа растворенного (млн. м<sup>3</sup>) Ньюрольского НГР, средняя юра

Накоп. добыча	A+B+C <sub>1</sub>	C <sub>2</sub>	C <sub>3</sub>	D <sub>1</sub>	НСР
	157	737		25856	26749
	47	221		7757	8025

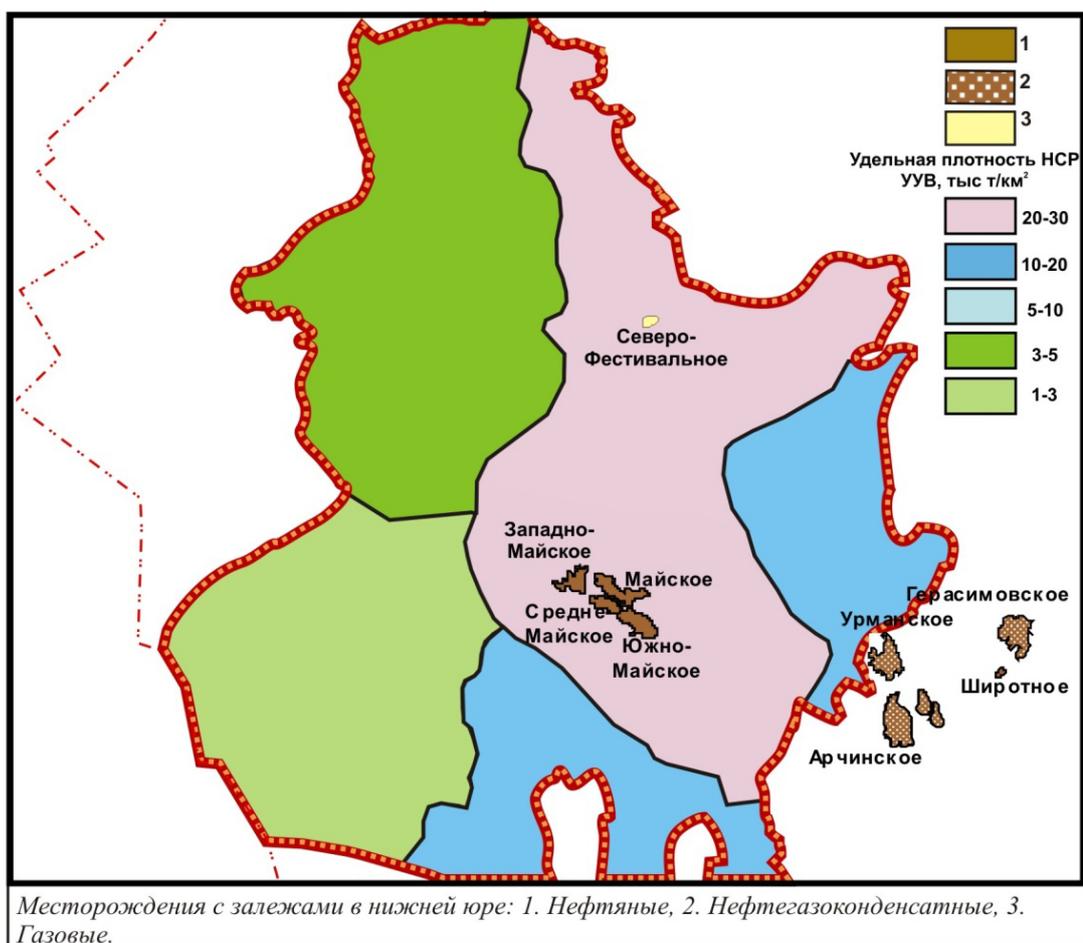


Рисунок 4.7 – Плотности НСР углеводородов нижнеюрского НКГ

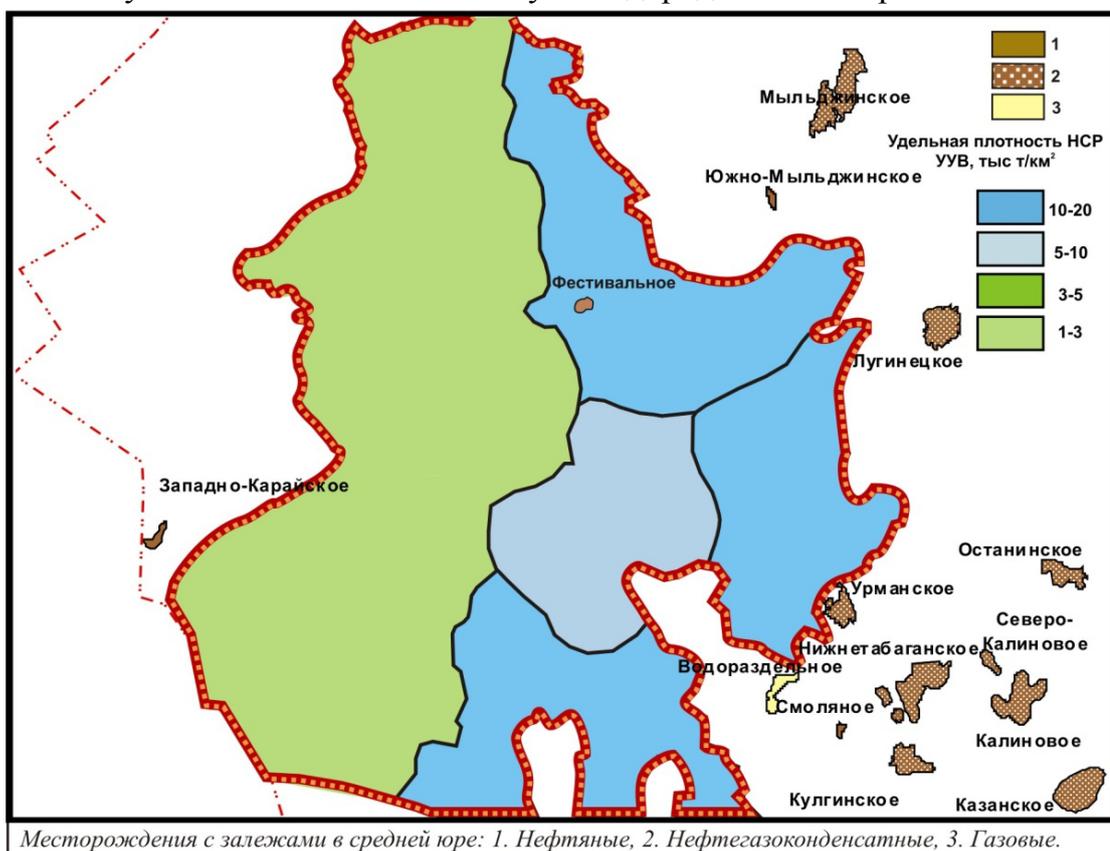


Рисунок 4.8 – Плотности НСР углеводородов среднеюрского НКГ

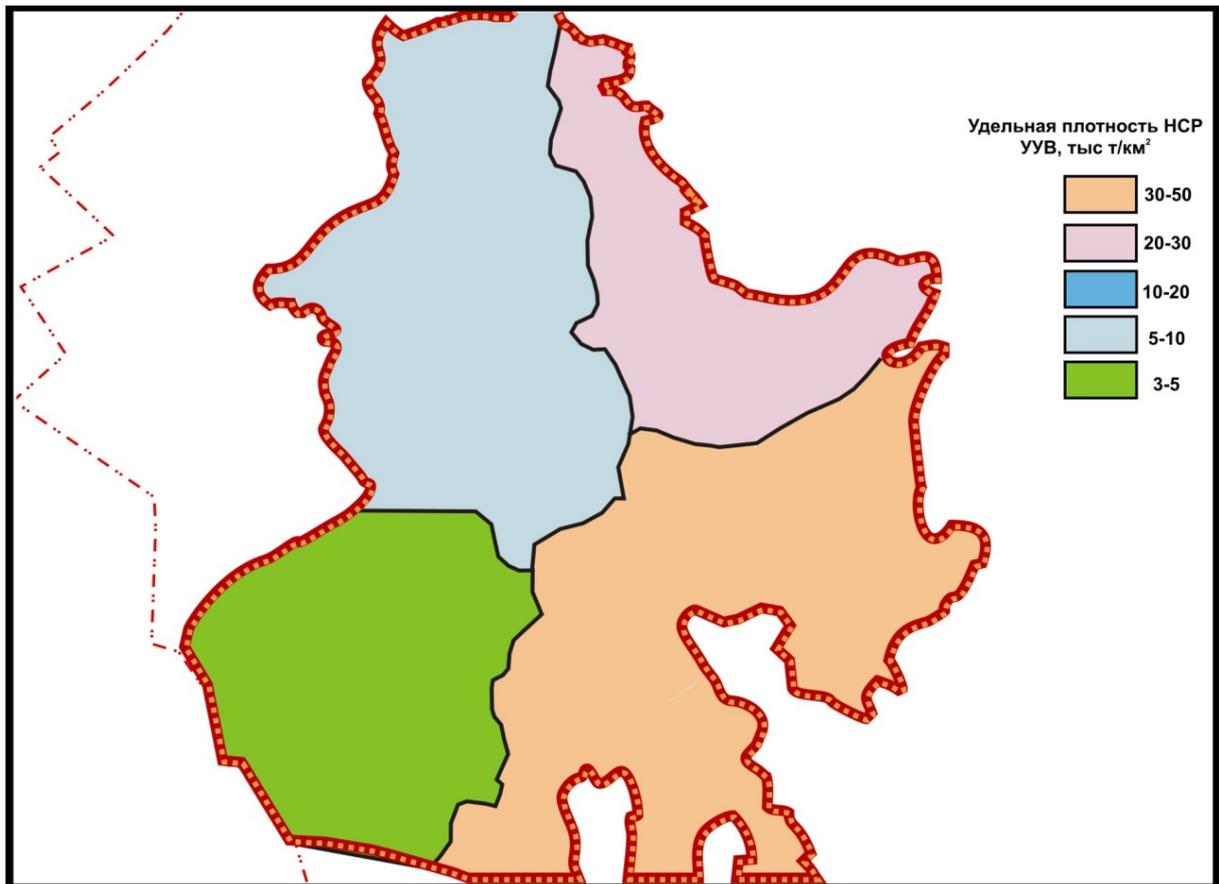


Рисунок 4.9 – Плотности начальных суммарных ресурсов углеводородов ниже-среднеурского нефтегазоносного комплекса

В процентном соотношении условные углеводороды по категориям запасов и ресурсов нижеурского и среднеурского нефтегазоносных комплексов представлены на диаграммах (рисунок 4.10 - 4.11).

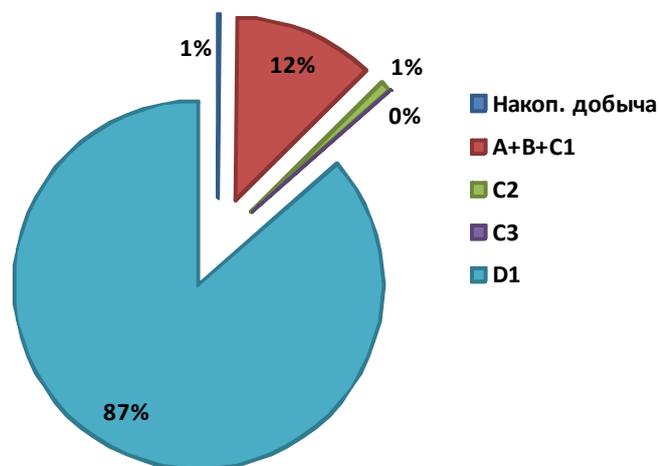


Рисунок 4.10 - Запасы и ресурсы геологические УУВ нижеурского НГК

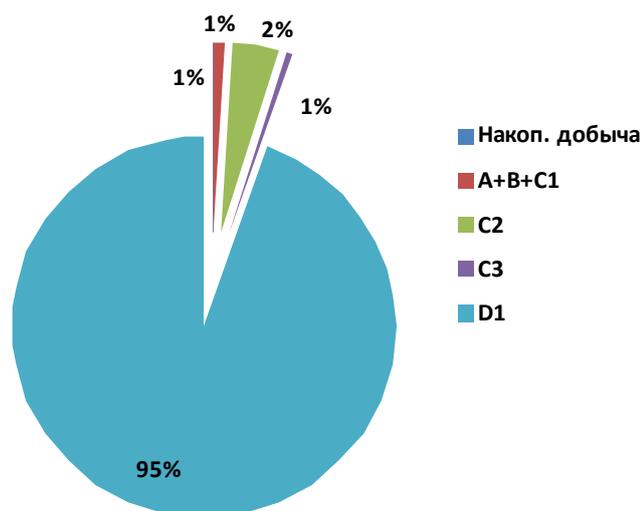


Рисунок 4.11 - Запасы и ресурсы геологические УУВ среднеюрского НГК

В результате по нижнеюрскому нефтегазоносному комплексу (НГК) начальные суммарные ресурсы (НСР) составили геол./изв. 363,3/116,0 млн. т. В том числе в области повышенных давлений геол./изв. 33,2/10,0 млн. т. В области нормальных давлений геол./изв. 330,1/106,1 млн. т. Площадь территории в нижней юре с повышенными давлениями составляет 9,5 тыс. км<sup>2</sup>, с нормальными 16,9 тыс. км<sup>2</sup>.

По среднеюрскому НГК НСР составили геол./изв. 191,1/57,3 млн. т. В том числе в области повышенных давлений геол./изв. 23,0/6,9 млн. т. В области нормальных давлений геол./изв. 168,1/50,4 млн. т. Площадь территории в средней юре с повышенными давлениями составляет 9,5 тыс. км<sup>2</sup>, с нормальными 15,3 тыс. км<sup>2</sup>.

Всего начальные суммарные ресурсы по нижней-средней юре составили геол./изв. 554,4/173,4 млн. т. Коэффициент извлечения нефти и попутного газа принят по аналогии 0,3 усл.ед.

#### 4.4. Сравнение результатов оценки начальных суммарных ресурсов нижней-средней юры Нюрольского НГР с результатами предыдущей оценки.

Сопоставление структуры начальных суммарных ресурсов (НСР) углеводородов на территории Нюрольского района по состоянию на 01.01.2009 г. с результатами оценки проведенной автором данной работы.

Оценка начальных суммарных ресурсов по Томской области в 2009 г. проводилась Сибирским научно-исследовательским институтом геологии, геофизики и минерального сырья» (ФГУП «СНИИГГиМС») [99]. По результатам оценки НСР условных углеводородов по Нюрольскому нефтегазоносному району составили: нижнеюрский нефтегазоносный комплекс геол./изв. **100,5/36,0 млн. т.** Среднеюрский нефтегазоносный комплекс в 2009 г. не переоценивался с 2002 г., незначительные изменения про-

изошли в перераспределении категорийности запасов и ресурсов. Начальные суммарные ресурсы условных углеводородов среднеюрского НГК составили геол./изв. **79,8/24,4 млн. т.**

Всего НСР условных углеводородов нижнеюрского нефтегазоносного комплекса в 2009 г. по Томской области составляют **1112,9 млн. т геологические и 259,0 млн. т извлекаемые**, это превышает предыдущую оценку по нижнеюрскому нефтегазоносному комплексу (НГК) в 2002г. [96] УУВ составляли 494,0 млн.т. геологические и 104,3 млн. т извлекаемые. В процентном отношении НСР увеличились на 56% геологических и 60% извлекаемых. Это связано, в первую очередь, с увеличением площади Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции (ЗСНПП), а также с увеличением перспективных ресурсов категорий  $C_3+D$  восточных земель Томской области

Тем не менее, ресурсный потенциал углеводородного сырья территорий Нюрольского НГР нижнеюрского и среднеюрского НГК до конца не реализован, что подтверждает уточненная оценка этого района (таблица 4.16, 4.17).

#### **4.5. Оценка перспективных прогнозных ресурсов углеводородов**

Анализ Государственного баланса запасов полезных ископаемых Российской Федерации по Томской области свидетельствует о практическом отсутствии оценки ресурсов по категории  $C_3$  перспективных структур нижней-средней юры. Практически вся оценка перспективных ресурсов этой категории сводится к оценки объектов группы пластов  $Ю_1$ . Тем самым вуалируется

роль нижнесреднеюрских отложений и зоны их контакта с доюрским фундаментом в общем балансе углеводородного сырья.

Оценка начальных суммарных ресурсов нижней-средней юры в пределах территории исследований свидетельствует о высоких перспективах. Плотности начальных геологических ресурсов по нижнеюрскому и среднеюрскому НГК составляют в среднем 20-30 тыс.

т/км<sup>2</sup>. Исходя из теории и практики геологоразведочных работ на нефть и газ, прогнозируемые залежи УУВ в нижнесреднеюрских НГК могут быть с максимальными геологическими запасами не более 5-10 млн. т., а большинство залежей будут содержать первые единицы млн. т. и даже меньше. Именно на поиски мелких залежей УВ должны быть ориентированы поисковые работы на территориях с максимальной плотностью сейсмических профилей и их тщательной интерпретацией на основе современных методов переработки.

Таблица 4.16 - Сопоставление структуры начальных суммарных ресурсов (НСР) углеводородов среднеюрского НГК на территории Нюрольского НГР (Томская область) по состоянию на 01.01.2009 г., с результатами оценки по состоянию на 01.01.2016 г. (авторская оценка) млн. т

Нюрольский НГР (Томская область) условные углеводороды (УУВ), млн. т.												
средняя юра оценка 01.01.2009 г.							средняя юра оценка 01.01.2014 г.					
Накоп. добыча	A+B+C <sub>1</sub>	C <sub>2</sub>	C <sub>3</sub>	D <sub>1</sub>	D <sub>2</sub>	НСР	Накоп. добыча	A+B+C <sub>1</sub>	C <sub>2</sub>	C <sub>3</sub>	D <sub>1</sub>	НСР
0,002	4,7	18,1		57,0		79,8	0,003	1,7	7,6	1,0	180,7	191,1
	0,6	6,3		17,5		24,4		0,5	2,2	0,4	54,2	57,3

Таблица 4.17 - Сопоставление структуры начальных суммарных ресурсов (НСР) углеводородов нижнеюрского НГК на территории Нюрольского НГР (Томская область) по состоянию на 01.01.2009 г., с результатами оценки по состоянию на 01.01.2016 г. (авторская оценка) млн. т

Нюрольский НГР (Томская область) условные углеводороды (УУВ), млн. т.												
нижняя юра оценка 01.01.2009 г.							нижняя юра оценка 01.01.2014 г.					
Накоп. добыча	A+B+C <sub>1</sub>	C <sub>2</sub>	C <sub>3</sub>	D <sub>1</sub>	D <sub>2</sub>	НСР	Накоп. добыча	A+B+C <sub>1</sub>	C <sub>2</sub>	C <sub>3</sub>	D <sub>1</sub>	НСР
0,01	16,8	26,7	6,2	47,59	3,2	100,5	0,2	32,8	1,5		294,8	363,3
	5,3	8,3	2,2	19,6	0,6	36,0		12,6	1,0		88,4	115,8

Оценка перспективных прогнозных ресурсов углеводородов категорий  $C_3+D$  в геологических объектах необходима для планирования направления и объемов поисково-разведочных работ на нефть и газ [76].

Наиболее перспективными для формирования залежей УВ в плане фациальных условий являются фации мелкого моря, фации шельфа и прибрежной зоны, существовавшие в период средней юры в центральной части Нюрольской мегавпадины, а также фации аллювиальной-озерно-болотной равнины существовавшие в период ранней юры на юго-востоке и западе Нюрольской мегавпадины.

По данным предшествующих работ в нижней юре были выявлены и поставлены на Государственный баланс РФ в 2011 г. структуры, оцененные по категории  $C_3$ : Среднемайская и Западно-Майская (пласт Ю<sub>14-15</sub>), с прогнозными ресурсами нефти геол./изв. 17,11/5,13 млн. т в настоящее время ресурсы пересчитаны и переведены в категорию  $C_1$  и  $C_2$ , месторождения поставлены на баланс РФ.

С учетом выявленных промышленных месторождений нефти (Майское, Южно-Майское, Средне-Майское и Западно-Майское), газа и конденсата (Северо-Фестивальное) наибольшие плотности прогнозных ресурсов 20-30 тыс. т/км<sup>2</sup> – находятся в центральной части Нюрольской мегавпадины в пределах выделенного эталона. Плотности до 20 тыс. т/км<sup>2</sup> прослеживаются в юго-западной и восточной частях Нюрольской мегавпадины (рисунок 4.7).

По данным предшествующих работ в средней юре была выявлена и поставлена на Государственный баланс РФ в 2008 г. с перспективными ресурсами нефти категории  $C_3$ , Поселковая структура, пласт Ю<sub>2</sub>, геол./изв. 1,04/0,4 млн. т. С учетом выявленного Фестивального месторождения нефти (пласт Ю<sub>13-14</sub>) наибольшие плотности прогнозных ресурсов свыше 10 тыс. т/км<sup>2</sup> находятся на юго-востоке Нюрольской мегавпадины. Остальная площадь характеризуется ресурсами УУВ с плотностью до 10 тыс. т/км<sup>2</sup> (рисунок 4.8).

#### **4.5.1 Коэффициенты успешности, достоверности и подтверждаемости ресурсов выявленных ловушек.**

Подтверждаемость ловушек устанавливается на основе комплексного анализа результатов сейсмических исследований и материалов бурения скважин.

Качественной характеристикой, отражающей суммарную погрешность прогноза наличия ловушек, их продуктивность и в определенной степени учитывающей качество выполняемых поисковых работ является коэффициент успешности ( $K_{усп.}$ ). Величина этого коэффициента определяется отношением числа открытых залежей УВ ( $N_{зал.}$ ) к общему числу ловушек ( $N_{лов.}$ ), изученных бурением с оценкой ресурсов по категории  $C_3$  (или  $D_{1л.}$  или  $D_{2л.}$ ).

Достоверность количественной оценки перспективных ресурсов УВ зависит от степени соответствия прогнозируемых моделей ловушек их естественной конфигурации, точности оценки степени заполнения ловушек и обоснованности параметров, опре-

деляющих их емкостные возможности. Показателем достоверности оценки локализованных ресурсов УВ является коэффициент подтверждаемости ( $K_{\text{подтв.}}$ ).

Интегральным показателем подтверждаемости результатов локального прогноза нефтегазоносности к успешности поискового и разведочного бурения скважин является коэффициент достоверности ( $K_{\text{досто-в.}}$ ) [57].

В целом для Томской области анализ подтверждаемости локальных объектов по нижней-средней юре был проанализирован за последние семь лет. В нижней юре за этот период на баланс было поставлено четыре месторождения: Парбигское пласт Ю<sub>15</sub>, Южно-Майское пласт Ю<sub>15</sub>, Западно-Майское пласт Ю<sub>14</sub> и Средне-Майское пласт Ю<sub>14-15</sub>. В средней юре одно месторождение и две залежи: Сатпаевское пласты Ю<sub>4</sub>, Ю<sub>6</sub>, залежь пласта Ю<sub>7</sub> Урманского месторождения и залежь пласта Ю<sub>13</sub> Квартового месторождения. Суммарные начальные запасы открытых залежей нижней юры составили 48,5 млн.т, средней юры 5,3 млн.т. В настоящее время на Государственном балансе РФ (нефть) по нижней юре числятся 9 локальных структур с геологическими ресурсами 58,6 млн.т, по средней юре 18 локальных структур с геологическими ресурсами нефти 122,9 млн.т. Коэффициент успешности по средней юре составляет 0,16, по нижней 0,4. Коэффициент подтверждаемости по средней юре составляет 0,5, по нижней 1,5. Коэффициент достоверности по средней юре составляет 0,04, по нижней 0,8.

Для данного района отложения нижней юры представляют наибольший интерес для поиска залежей УВ, хотя данный тип открываемых месторождений относится к сложнопостроенным резервуарам с ухудшенными коллекторскими свойствами. Принятым термином для подобных запасов является: «трудноизвлекаемые запасы» (ТРИЗ, tight reservoirs) или «нетрадиционные».

Понятия традиционных и нетрадиционных ресурсов углеводородов не имеют однозначного разделения. В широком смысле нетрадиционные – это гораздо более «дорогие» ресурсы УВ, по сравнению с традиционными.

В классификации по ТРИЗ коллектора нижнеюрских пластов Ю<sub>15</sub>, Ю<sub>16</sub> часто имеют низкую проницаемость  $< 0,03 \text{ мкм}^2$ , пористость  $< 8 \%$ , нефтенасыщенность  $< 55 \%$  небольшую нефтенасыщенную толщину для коллекторов  $\leq 2 \text{ м}$ .

Важнейшим фактором поддержания добычи нефти и долгосрочной перспективы, наряду с необходимостью подготовки новых запасов, является широкомасштабное вовлечение в освоение трудноизвлекаемых запасов всех видов.

Выработанность традиционных (активных) запасов нефти промышленных категорий АВС<sub>1</sub> в РФ по состоянию на начало 2010 года составила 53 % от объемов всех начальных запасов нефти, учтенных в Государственном балансе. При этом в составе текущих (остаточных) запасов нефти около 62 % сырья представлено их трудноизвлекаемой частью – запасами, сосредоточенными в низкопроницаемых коллекторах. На долю благоприятных (активных) для извлечения запасов приходится, соответственно, лишь 38 % [88].

#### 4.5.2 Перспективные зоны нефтегазонакопления

Выполненные схемы перспектив нефтегазоносности по плотности перспективных и прогнозных ресурсов нижнеюрского и среднеюрского нефтегазоносных комплексов дают основание для проведения дальнейших геолого-разведочных работ на нефть и газ.

Для постановки геолого-разведочных работ (ГРП) в пределах перспективных участков на территории Нюрольской мегавпадины были выделены три зоны нефтегазонакопления. Эти зоны на сегодняшний день находятся в нераспределенном фонде недр. Проектируемые направления ГГР:

Наземные геохимические исследования

*Гидрогазогеохимическая съемка*, в виде профильных и площадных работ масштаба 1:500 000-1:200 000. Опережающая гидрогазогеохимическая съемка проводится до начала постановки площадных геофизических работ, выполняется в летний период по поверхностным водоисточникам и свободным выходам газа. Работы проводятся по речной сети и включают: водногазовое ( $O_2$ ,  $N_2$ ,  $CO_2$ ,  $H_2$ , He), гидрохимическое (минерализация, солевой состав, ВРОВ, Br,  $H_2S$ , pH, Eh), гелевое опробование поверхностных вод. Гидрогазогеохимическая съемка позволяет эффективно картировать зоны глубинной разгрузки пластовых вод, оконтуривать участки с аномальными характеристиками поверхностных вод, проводить районирование территории по степени перспектив нефтегазоносности, прогнозировать зоны, благоприятные для нефтегазонакопления и сохранности скоплений углеводородов.

*Геохимическая съемка по растительному покрову*, в виде профильных и площадных работ масштаба 1:500 000-1:200 000. Съемка проводится по отдельным видам растений, как правило, наиболее распространенным в данной климатической зоне. Производится сбор растений и далее, используя различные методы экстракции, делается вытяжка УВ, с последующим определением их состава. В пределах Западной Сибири фитогеохимические исследования выполнены на Варьеганском, Восточно-Тарасовском, Етыпуровском, Даниловском и других нефтегазовых месторождениях. Так, на Варьеганской площади, где для опробования выбраны три вида растений (из хвойных - кедр, из лиственных – береза и ива), данные обработки результатов позволили наметить определенные тенденции в распределении элементов в золе растений. Содержание ряда элементов оказалось существенно разным в растениях, произрастающих на структуре (продуктивная часть), в приконтурной зоне и за пределами структуры (фоновая часть). К числу этих элементов относятся: бор, марганец, медь, цинк, никель, титан, барий, кобальт, стронций и хром. Содержание бария, кобальта, стронция, цинка и никеля в золе ивы и березы оказались аномальными над контуром месторождения. По золе кедр аномалии над продуктивной частью получены по бору, титану, меди, марганцу [79].

*Лито-газогеохимическое опробование* приповерхностных отложений по сейсмопрофилям с использованием колонковых скважин. Выполняется в зимний (летний) период совместно с проведением геофизических работ – сейсморазведкой. Комплекс гео-

химического опробования включает отбор проб шлама и призабойного воздуха (свободные газы) колонковых скважин. Используемая методика позволяет оперативно осуществлять оценку перспектив нефтегазоносности в полевых условиях (экспресс-анализ УВ) и детализировать перспективные участки.

Геохимические исследования являются экологически безопасным методом поисков и разведки залежей УВ, так как при производстве полевых работ не наносится ущерб природной среде, геохимическая информация несет в себе экологическую составляющую, необходимую для оценки воздействия на окружающую среду (ОВОС) при проектировании дальнейших нефтегазоразведочных работ.

Результаты геохимических работ позволяют при незначительном объеме ассигнований существенно снизить уровень риска при определении местоположения нефтегазовых объектов и заложения глубоких скважин.

- Детальные сейсморазведочные работы (2Д), для изучения мезозойско-палеозойского разреза, прогноза локальных структур и обоснованности их на возможную нефтегазоносность.

Материалы, полученные при проведении геохимической съемки, переинтерпретации сейсмических материалов прошлых лет и интерпретации выполненных сейсмических работ, а также комплексирование их со структурными планами территории, на исследуемом участке прогнозируются локальные структуры с возможным скоплением углеводородов - залежей. Выделенная структура(ы) проходят этап изучения и оценки перспективности, переходит(ят) или непереходит(ят) из прогнозного ряда в перспективные, что подразумевает постановку поискового бурения.

- поисковое бурение в пределах закартированных ловушек, в настоящее время актуально только для Черемшанской зоны нефтегазонакопления, где в предыдущие годы разведаны и подготовлены к бурению локальные структуры, с прогнозными перспективами на горизонты нижней и средней юры.

Первая зона нефтегазонакопления *Черемшанская*, находится в зоне сочленения Нюрольской мегавпадины и Колтогорского мегапрогиба. Площадь зоны составляет 1160 км<sup>2</sup>.

В пробуренных на территории участка поисковых скважин испытания в интервале нижней-средней юры практически не проводились. На Нововасюганской площади в скв. 1 из отложений тюменской свиты пласт Ю<sub>2</sub> получен не промышленный приток нефти 0,002 м<sup>3</sup>/сут. и пластовой воды 0,7 м<sup>3</sup>/сут. Из нижележащего пласта Ю<sub>11</sub> также получен незначительный приток нефти и пластовой воды.

Средняя плотность сейсмической изученности составляет 0,2 км/км<sup>2</sup>, плотность бурения 0,01 скв/км<sup>2</sup>, с суммарной глубиной всех скважин 38,5 км.

Начальные суммарные ресурсы УУВ территории на 01.01.2016 г. составляют геологические/извлекаемые 23,2/6,9 млн.т. Открытых месторождений в интервале нижней-средней юры нет. Локализованные ресурсы нефти составляют геол./изв. 1,04/0,37 млн. т.

Проектируемые направления ГГР:

-Комплекс геохимических исследований, проводится по заранее намеченным профилям.

-Предполагается проведение сейсмических работ методом МОГТ – 2D с уплотняющей сеткой на территории, не охваченной или прошлых лет до 1984 года. Объемом 850 пог. км.

-Поисковое бурение.

С целью открытия залежей нефти планируется постановка поискового бурения на предварительно выявленной ловушке, числящийся на Государственном балансе РФ, Поселковой площади. Проектная глубина скважины 3 500 м. предполагаемый забой скважины граница контакта палеозойских пород с породами осадочного чехла, всего объем бурения 3 500 пог. м (рисунок 4.12, 4.13).

Вторая зона нефтегазонакопления **Восточно-Тарская**, находится в пределах Ньюрольской мегавпадины. Площадь зоны составляет 734,5 км<sup>2</sup>.

Территория относится к нераспределенному фонду недр. Средняя плотность сейсмической изученности составляет 0,55 км/км<sup>2</sup>, плотность бурения 0,001 скв./км<sup>2</sup>, глубина скважины Ньюльгинская 1 составляет 3,3 км.

Начальные суммарные ресурсы УУВ территории на 01.01.2016 г. составляют геологические/извлекаемые 25,7/7,7 млн.т. Открытых месторождений в интервале нижней-средней юры нет, ресурсы не локализованы.

Проектируемые направления ГГР:

- Комплекс геохимических исследований, проводится по заранее намеченным профилям.

-Предполагается проведение сейсмических работ методом МОГТ – 2D с уплотняющей сеткой на территории, не охваченной или прошлых лет до 1984 года. Объемом 605 пог. км (рисунок 4.12, 4.14).

Третья зона нефтегазонакопления **Северо-Межовская**, находится в пределах Ньюрольской мегавпадины. Площадь зоны составляет 2393 км<sup>2</sup>.

Территория относится к нераспределенному фонду недр. Средняя плотность сейсмической изученности составляет 0,45 км/км<sup>2</sup>, плотность бурения 0,002 скв./км<sup>2</sup>, с суммарной глубиной всех скважин 15,4 км.

На Средне-Юлжавской площади в скв. 1 из отложений урманской свиты пласт Ю<sub>15</sub>- получен слабый приток свободного газа и пленка конденсата.

Начальные суммарные ресурсы территории на 01.01.2016 г. составляют 83,7/25,1 млн.т. геологические/извлекаемые. Открытых месторождений в интервале нижней-средней юры нет, ресурсы не локализованы.

Проектируемые направления ГГР:

- Комплекс геохимических исследований, проводится по заранее намеченным профилям. Предполагается проведение сейсмических работ методом МОГТ – 2D с уплотняющей сеткой на территории, не охваченной или прошлых лет до 1984 года. Объемом 923,2 пог. км (рисунок 4.12, 4.15).



Рисунок 4.12 – Схема расположения нефтегазоперспективных зон

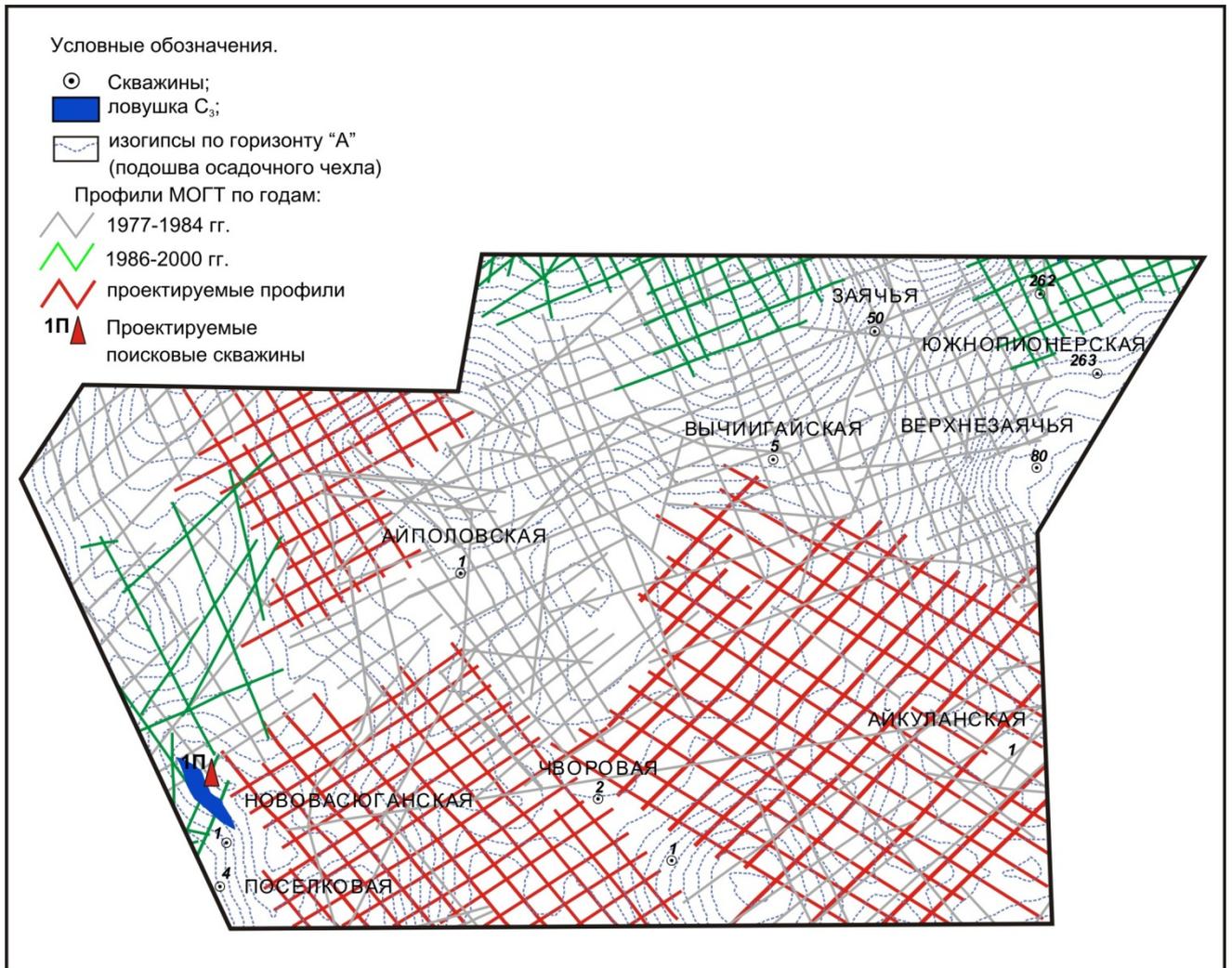


Рисунок 4.13- Схема проектируемых направлений ГРР, в пределах Черемшанской зоны нефтегазонакопления

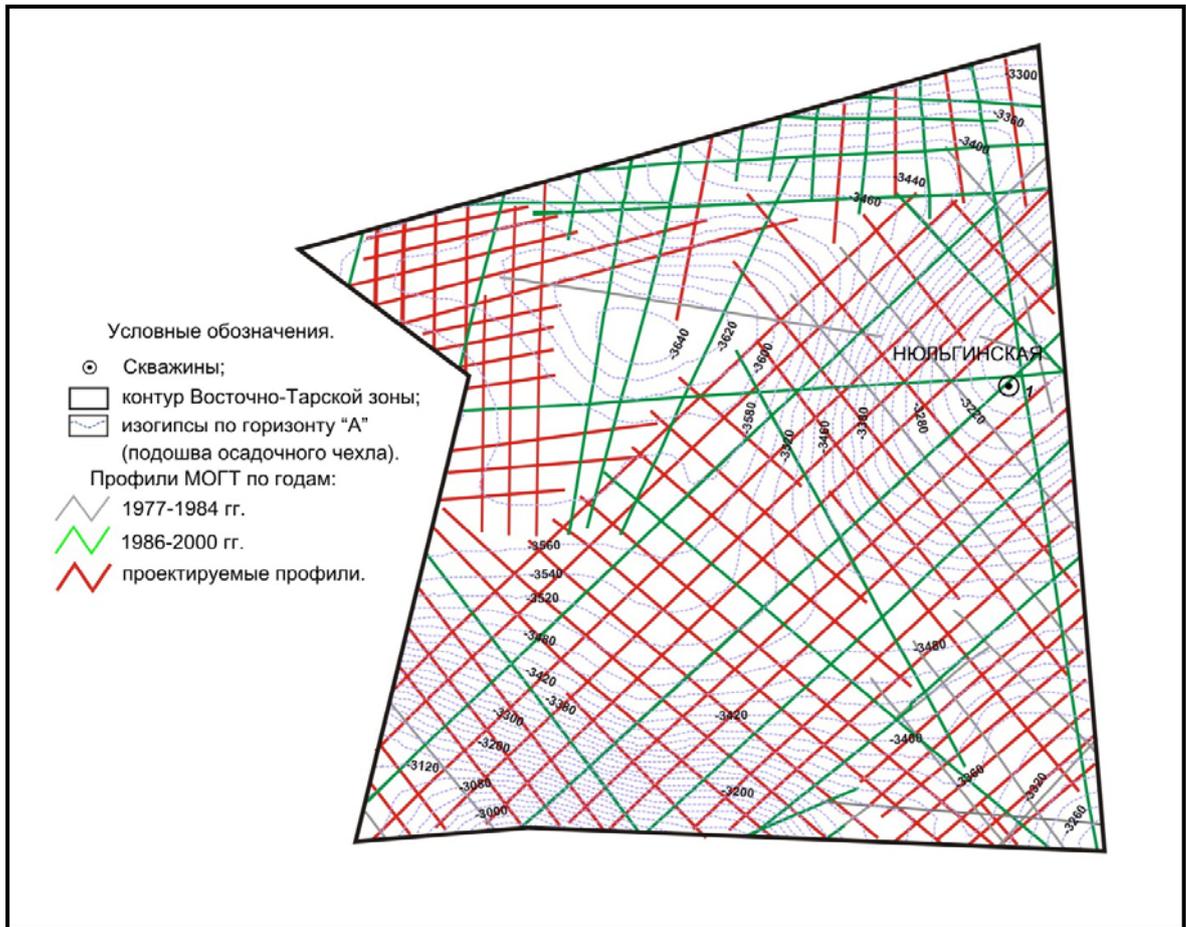
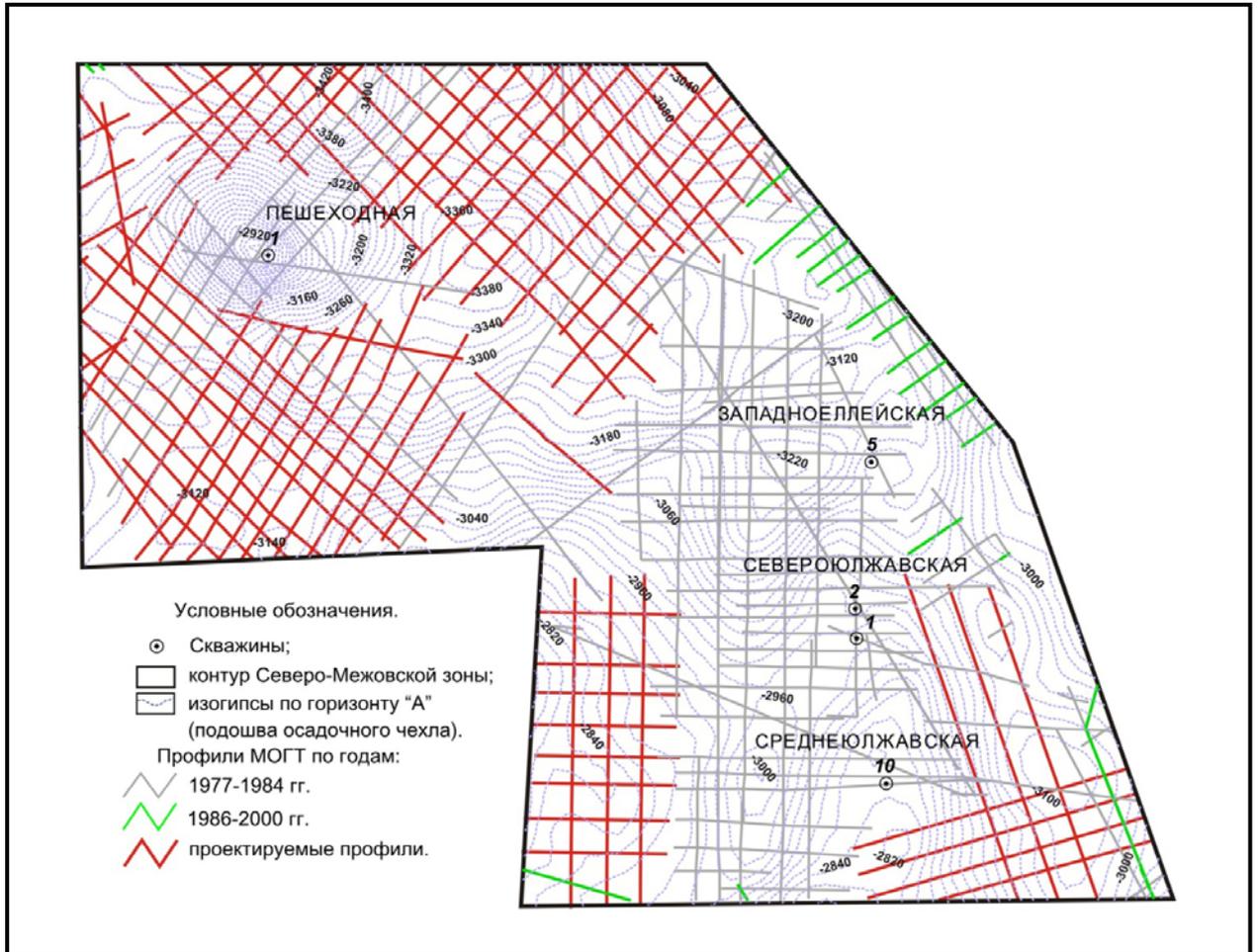


Рисунок 4.14 - Схема проектируемых направлений ГРП, в пределах Восточно-Тарской зоны нефтегазонакопления



## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Для Нюрольского нефтегазоносного района в работе прослежена взаимосвязь пластовых давлений с литологическим фактором в песчаных пластах нижней-средней юры. При этом использовался комплекс геолого-геофизических исследований скважин, при построении профилей и схем применялась методика палеофациальных реконструкций территории исследования по электрометрическим моделям фаций. В результате проведено уточнение границ нефтегазоносных районов и обоснованно деление Нюрольского нефтегазоносного района на два самостоятельных подрайона. По Нюрольскому НГР выполнена количественная оценка условных углеводородов для нижней-средней юры.

В диссертационной работе проанализированы следующие вопросы: геолого-геофизическая изученность исследуемой территории, стратиграфия, структурно-тектоническая характеристика, нефтегазоносности Нюрольской мегавпадины, приводится описание основных типов месторождений нефти и газа. В работе детально рассмотрены принципы и критерии нефтегазогеологического районирования.

При решении задачи, связанной с уточнением границ нефтегазоносных районов, для песчаных пластов ниже-среднеюрских отложений автором были проанализированы такие параметры, как пластовое давление, пластовая температура, фильтрационно-емкостные свойства пород, построены литолого-геофизические разрезы ниже-среднеюрских отложений по 21 скважине, учитывались также структурно-тектоническое строение исследуемой территории и геохимические параметры.

На заключительном этапе в работе выполнена оценка начальных суммарных ресурсов углеводородов Нюрольской мегавпадины по двум нефтегазоносным комплексам – нижеюрскому и среднеюрскому, методом внутренних геологических аналогий (МВА).

Автором сделаны следующие научные и практические выводы.

В пределах Нюрольского нефтегазоносного района выделены нефтегазоносные подрайоны, которые отличаются значениями пластовых давлений, фильтрационно-емкостных свойств, литологического состава пород и генезиса песчаных пластов. Западно-Нюрольский нефтегазоносный подрайон характеризуется повышенными показателями пластовых давлений в отличие от Восточно-Нюрольского с нормальными значениями пластовых давлений.

Установленные дополнительные параметры (пластовое давление, температура) при нефтегазогеологическом районировании дают достаточно объективный инструмент для проведения границ нефтегазоносных районов и их дифференциации на подрайоны и приносят дополнительную информацию при количественной оценке ресурсного потенциала.

В результате проведенной оценки начальные суммарные ресурсы углеводородов нижней- средней юры составили: в нижеюрском нефтегазоносном комплексе (НГК) геол./изв. **363,3/116,0 млн.т.** В том числе в области повышенных давлений геол./изв. –

**33,2/10,0** млн.т. В области нормальных давлений геол./изв. – **330,1/106,1** млн.т. Площадь территории в нижней юре с повышенными давлениями составляет 9,5 тыс. км<sup>2</sup>, с нормальными 16,9 тыс. км<sup>2</sup>.

По среднеюрскому НГК геол./изв. **191,1/57,3** млн. т. В том числе в области повышенных давлений геол./изв. – **23,0/6,9** млн.т. В области нормальных давлений геол./изв. – **168,1/50,4** млн.т. Площадь территории в средней юре с повышенными давлениями составляет 9,5 тыс. км<sup>2</sup>, с нормальными 15,3 тыс. км<sup>2</sup>.

Для постановки геолого-разведочных работ в пределах перспективных участков на территории Нюрольской мегавпадины были выделены три зоны нефтегазонакопления. Эти зоны находятся в нераспределенном фонде недр.

Проектируемые направления геолого-разведочных работ:

- Комплекс геохимических исследований (гидрогазогеохимическая съемка, геохимическая съемка по растительному покрову и лито-газогеохимическое опробование);
- Детальные и рекогносцировочные сейсморазведочные работы для локализации нефтегазоперспективных объектов;
- Поисковое бурение в пределах, выявленных на сегодняшний день ловушек с проектным горизонтом скважин – палеозой.

## СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

*Опубликованные*

1. Баженов В.А., Даненберг Е.А., Тищенко Г.И. Некоторые вопросы геологического строения доюрской эрозионно-тектонической поверхности и подошвенных образований чехла в связи с их нефтегазоносностью в Томской области // Проблемы геологии и нефтегазоносности доюрских отложений Западно-Сибирской плиты. - Новосибирск, 1977. - С. 71 - 78.
2. Белозеров В.Б., Даненберг Е.Е., Ковалева Н.П. Особенности формирования песчаных тел в среднеюрских отложениях юго-востока Западно-Сибирской плиты // Проблемы геологии и нефтегазоносности верхнепалеозойских и мезозойских отложений Сибири: Науч. тр. – Новосибирск: СНИИГГиМС, 1984. – С. 23-32.
3. Белозеров В.Б., Брылина Н.А., Даненберг Е.Е. Фациальная диагностика по материалам ГИС континентальных и прибрежно-морских отложений юры юго-востока Томской области. // Проблемы геологии и нефтегазоносности верхнепалеозойских и мезозойских отложений Сибири: Науч. тр. – Новосибирск: СНИИГГиМС, 1984. – С. 4-14.
4. Белозеров В.Б., Брылина Н.А., Даненберг Е.Е., Ковалева А.П. Литостратиграфия континентальных отложений нижней и средней юры юго-восточной части Западно-Сибирской плиты // Региональная стратиграфия нефтегазоносных провинций Сибири. - Новосибирск, 1985. - С. 111 - 119.
5. Белонин М.Д. (Россия), Славин В.И. (Германия), Чилингар Д.В (США). Аномально высокие пластовые давления. Происхождения, прогноз, проблемы освоения залежей углеводородов /Под ред. доктора геол.- минер.наук Н.С.Окновой. – СПб.: Недра, 2005. -324 с.
6. Брод И.О., Еременко Н.А. Основы геологии нефти и газа. – М.: Изд-во Московского университета, 1953.
7. Гайдукова Т.А. Нефтегазоносные провинции и области России. М.: 2006. 113 с.
8. Геологическое строение и нефтегазоносность юго-востока Западной Сибири. Сборник научных трудов. – Н., СНИИГГиМС, 1989. – 189 с. 40-49 с.
9. Геология и нефтегазоносность Западно-Сибирской низменности. Под ред. Д.В. Дробышева, В.П. Казаринова. Л., Гостоптехиздат, 1958. 271 с.
10. Геология и нефтегазоносность Западно-Сибирской низменности – новый нефтяной базы СССР. Новосибирск, изд-во СО АН СССР, 1963. 201 с. Авт.: Ф.Г. Гурари, В.П. Казаринов, Ю.К. Миронов и др.
11. Гинсбург Г. Д. Об использовании геотермических данных при тектоническом районировании фундамента Западно-Сибирской плиты. – «Геология и геофизика», 1969. №10, с. 133-136.
12. Губкин И.М. Учение о нефти. – 1-е изд. – М. 1932.
13. Губкин И.М. Учение о нефти. – 2-е изд. – М. 1937.

14. Гурари Ф. Г. и др.; ред. Н. Н. Ростовцев, А. А. Трофимук. Геология и нефтегазоносность Западно-Сибирской низменности - новой нефтяной базы СССР: научное издание - Новосибирск: Изд-во СО АН СССР, 1963. - 201 с.

15. Гурари Ф. Г. О типах залежей нефти и газа в месторождениях Западно-Сибирской низменности. – «Труды Сиб. науч.-исслед. ин-та., геол., геофиз., и минер. сырья», 1966, вып. 47. с. 4-13.

16. Гурари Ф.Г., Еханин А.Е. Закономерности размещения углеводородных залежей в нижне-среднеюрских отложениях Западной Сибири //Геология и геофизика - №10,1987 - С. 19 - 26.

17. Гурари Ф.Г., Будников И.В., Девятов В.П., Еханин А.Е., Казаков А.М., Москвин В.И. Стратиграфия и палеогеография ранней и средней юры Западно-Сибирской плиты //Региональная стратиграфия нефтегазоносных районов Сибири. - Новосибирск, 1988. - С. 60 - 75.

18. Гурари Ф.Г., Девятов В.П., Дёмин В.И. и др. Геологическое строение и нефтегазоносность нижней-средней юры Западно-Сибирской провинции. Новосибирск: Наука, 2005. – 156 с.+вкл.

19. Даненберг Е.Е., Маркова Л.Г., Белозеров В.Б. и др. Расчленение и типы разрезов юрских отложений западной части Томской области // Вопросы биостратиграфии и детальной корреляции мезозойских и кайнозойских отложений Западно-Сибирской равнины. Тюмень ЗапСибНИИГГ, 1979. – С. 77-82.

20. Дахнов В.Н. Интерпритация результатов геофизических исследований разрезов скважин. М.: Недра, 1972, 368 с.

21. Девятов В.П., Казаков А.М. Морская нижняя и средняя юра Западной Сибири //Геология и нефтегазоносность триас - среднеюрских отложений Западной Сибири. - Новосибирск, 1994. - С. 40 - 54.

22. Демьяненко Н.А., Минеев Б.П. Анализ причин погрешностей замеров пластовых давлений в процессе бурения. //Геология нефти и газа - № 3, 1985, - С. 60-62.

23. Дизъюнктивная тектоника Западно-Сибирской плиты : сб. науч. тр. / И. Ф. Гурари [и др.] ; ред. Ф. Г. Гурари ; Сиб. науч.-исслед. ин-т геологии, геофизики и минер. сырья (Новосибирск). - Новосибирск: СНИИГГиМС, 1970. - 93 с.: 1 вкл. л., рисунок, таблица - Тр. Сибирского научно-исслед. института геологии, геофизики и минерального сырья (СНИИГГиМС); вып. 97.

24. Добрынин В.М., Лимбергер Ю.А. Определение аномально-высоких пластовых давлений по электрометрическим данным // НХ -№ 10, 1971 - С. 12-16.

25. Дюнин В.И., Гидрогеодинамика глубоких горизонтов нефтегазоносных бассейнов - Москва, 2000. – С. 474.

26. Зайцева Ю.Л. «Характеристика продуктивных пластов нижней-средней юры (пласты Ю<sub>4</sub>, Ю<sub>6</sub>, Ю<sub>13</sub>) юго-восточной части Нюрольской впадины (Томская область)». XI Международный научный симпозиум имени академика М.А. Усова студентов и молодых ученых «Проблемы геологии и освоения недр», 2007. Томск - С. 46-48.

27. Зайцева Ю.Л. «Залежи нефти и газа в отложениях средней юры в центральной части Томской области». Конференция «Молодые - наукам о Земле», 2008. Москва - С. 51-52.
28. Зайцева Ю.Л. «Распределение пластового давления в песчаных пластах нижней-средней юры на территории Нюрольской мегавпадины (Томская область)». VI Международная выставка и научный конгресс «Гео-Сибирь -2010», 2010. Новосибирск -С. 35 - 39.
29. Зайцева Ю.Л. «Пластовое давление при нефтегазогеологическом районировании средней юры на примере Нюрольского и Колтогорского нефтегазоносных районов (Томская область)», Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири, Новосибирск №1, 2014. - С. 33 - 40.
30. Зайцева Ю.Л. «Гидродинамические и структурно-литологические критерии нефтегазогеологического районирования на примере Нюрольской мегавпадины (Томская область)». VII Международная научно-практическая конференция «Ашировские чтения», 2010. Туапсе - С. 29-30.
31. Зайцева Ю.Л. «Флюидодинамические и структурно-литологические критерии нефтегазогеологического районирования (Нюрольская мегавпадина, Томская область)». VII Международная выставка и научный конгресс «Гео-Сибирь -2011», Новосибирск, 2011. - С. 51-57.
32. Зайцева Ю.Л. «Литология и пластовые давления в коллекторах нижней-средней юры в пределах Нюрольской мегавпадины» // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2014. -Т.6. - №3. - [http://www.ngtp.ru/rub/2/36\\_2014.pdf](http://www.ngtp.ru/rub/2/36_2014.pdf)
33. Зайцева Ю.Л., Зайцев С.П., Еханин А.Е. «Ресурсная оценка углеводородов нижней-средней юры в пределах отрицательных структур первого порядка (Томская область)». XI научно-практическая конференция «Пути реализации нефтегазового и рудного потенциала Ханты-Мансийского автономного округа - Югры» г. Ханты-Мансийск, 2011 г.
34. Зайцева Ю.Л. «Влияние повышенных пластовых давлений на коллекторские свойства среднеюрских песчаников в отрицательных структурах запада Томской области». Геология, геофизика и минеральное сырье Сибири. – Новосибирск, 2015. – Т. 2, с.47-50.
35. Запывалов Н.П. Нефтегазоносность осадочных комплексов юго-востока Западной Сибири : автореферат дис. д-ра геол.-минерал. наук, Ин-т геологии и геофизики СО РАН (Новосибирск). - Новосибирск, 1985. - 32 с. - Библиогр.: с. 29-32.
36. Запывалов. Н.П. Флюидодинамические модели залежей нефти и газа: моногр. / Н. П. Запывалов, И. П. Попов; ред. В. Г. Канагин; Институт геологии нефти и газа СО РАН (Новосибирск), Тюменский гос. нефтегазовый университет. - Новосибирск: Изд-во СО РАН, фил. "ГЕО", 2003. - 198 с.
37. Казаков А.М., Девятов В.П. Стратиграфия нижней и средней юры Западной Сибири //Стратиграфия и палеонтология докембрия и фанерозоя Сибири. - Новосибирск, 1990. - С. 110 - 118.

38. Казаков А.М. Девятов В.П., Смирнов Л.В. Стратиграфические предпосылки нефтегазоносности раннемезозойских бассейнов Сибири // Местные и региональные стратиграфические подразделения в практике геологического изучения Сибири. - Новосибирск, 1992. - С. 92 - 120.
39. Казаков А.М. Девятов В.П. Стратиграфия и седиментогенез нижней - средней юры Западной Сибири // Геология и оценка нефтегазового потенциала Западной Сибири. - М.: Наука, 1994. - С. 24 - 34.
40. Казаков А.М., Девятов В.П., Смирнов Л.В. Стратиграфия и фации нижней - средней юры Томской области // Перспективы нефтегазоносности слабоизученных комплексов отложений юго-востока Западно-Сибирской плиты. Палеозой. Нижняя - средняя юра. Мел. - Томск, 1995. - С. 31 - 32.
41. Казаринов В.П. Этажи нефтегазоносности в мезозойских осадках Сибири. - В кн.: Проблемы сибирской нефти. Новосибирск, изд-во СО АН СССР, 1963, с. 46-57.
42. Карогодин Ю. Н. Ритмичность осадконакопления и нефтегазоносность. М., «Недра», 1974. 176 с.
43. Колганова М.М. Порфирины и микроэлементы в рассеянном органическом веществе и нефтях мезозойских отложений Западно-Сибирской плиты и Вилуйской синеклизы. Канд. диссертация. Новосибирск, 1977. - 148 с.
44. Колодий В.В. Сверхгидростатические пластовые давления и нефтегазоносность // Советская геология - №6, 1981 - С. 33-39.
45. Конибир Ч.Э.Б. Палеогеоморфология нефтегазоносных песчаных тел (перев.с англ.). - М.: Недра, 1979. - 256 с.
46. Конторович А.Э., Стасова О.Ф., Фомичев А.С. Нефти базальных горизонтов осадочного чехла Западно-Сибирской плиты // Геология нефтегазоносных районов Сибири. - Новосибирск, 1964. - С. 27 - 39.
47. Конторович А.Э., Нестеров И.И., Салманов Ф.К., и др. Геология нефти и газа Западной Сибири. - М.: «Недра», 1975.
48. Конторович А.Э., Леонтович В.Б., Фотиади Э.Э. Районирование крупных осадочных бассейнов и слагающих их нефтегазоносных комплексов по степени перспективности на нефть и газ. Министерство геологии СССР. Труды СНИИГГИМС, выпуск 220. Новосибирск 1976 г.
49. Конторович А.Э., Ильина В.И., Москвин В.И. и др. Опорный разрез и нефтегенерационный потенциал отложений нижней юры Нюрольского осадочного суббасейна // Геология и геофизика, -№6, 1995., - С. 110 - 126.
50. Конторович В.А. Тектоника и нефтегазоносность мезозойско-кайнозойских отложений юго-восточных районов Западной Сибири. - Новосибирск: Изд-во СО РАН, филиал «ГЕО», 2002.
51. Корценштейн В.Н., Водонапорные системы крупнейших газовых и газоконденсатных месторождений СССР. - М.: «Недра», 1977.
52. Кучерук Е.В., Люстих Т.Е. Прогнозирование и оценка аномальных пластовых давлений по материалам геофизических исследований. Методы разведки и оценки месторождений // Разведочная и промысловая геофизика. ВИНТИ - №7, 1986, С. 128.

53. Леворсен А.И. Геология нефти. - М.: Государственное научно-техническое издательство нефтяной и горно-топливной литературы, 1958.
54. Малышев Н.А., Пименов Б.А. Бассейновый анализ и проблемы нефтегазогеологического районирования. //Вестник - №4, 2004. - С. 3-4.
55. Материалы по геологии, гидрогеологии, геофизике и полезным ископаемым Западной Сибири. Труды СНИИГГиМС Министерства геологии и охраны недр СССР. Выпуск 7, Ленинград, 1964.
56. Мегакомплексы и глубинная структура земной коры Западно-Сибирской плиты. Сурков В. С., Трофимук А. А., Жеро О. Г., Смирнов Л. В. и др. – М, Недра, 1986.
57. Методическое руководство по количественной оценке прогнозных ресурсов нефти, газа и конденсата Российской Федерации, Москва, 2001. – Москва: ФГУП «ВНИГНИ»
58. Муромцев В.С. Электрометрическая геология песчаных тел - литологических ловушек нефти и газа. - Л.: Недра, 1984. - 260 с.
59. Нежданов А.А., Огибенин В.В. Материалы к региональной стратиграфической схеме нижней-средней юры Западной Сибири // Биостратиграфия мезозоя Западной Сибири. – Тюмень: ЗапСибНИИГГ, 1987. – С. 17-27.
60. Нестеров И.И. Типы залежей нефти и газа. – В кн.: Геология СССР, т.44. Западно-Сибирская низменность. Ч. II. Нефтегазоносность и гидрогеологические условия. М., «Недра», 1964, с. 39-42.
61. Нестеров И.И., Салманов Ф.К., Шпильман К.А. Нефтяные и газовые месторождения Западной Сибири. М., «Недра», 1971. 463 с.
62. Нестеров И.И., Кулахметов Н.Х., Высоцкий В.Н. и др. Корреляция и индексация продуктивных пластов мезозоя Западной Сибири //Геология нефти и газа - №3, 1987. - С. 55 - 58.
63. Нефтегазоносность палеозоя Томской области /И.А.Иванова, Г.П. Худорогсков, Н.В.Коптяев, В.А. Кондрашов, Е.Е. Даненберг, В.М. Тищенко //Новые данные по геологии и полезным ископаемым Западной Сибири. - Томск, Изд-во ТГУ, 1975. - С. 23 - 28.
64. Новейшая тектоника нефтегазоносных областей Сибири /Под ред. Н.А. Флоренсова, И.П. Варламова. – М.: Недра, 1984.
65. Нургалиев Д.К. Геологические факторы прогнозирования зон нефтегазонакопления в осадочном чехле //Геотехнологии. – 2006. –Вып. 1(9).
66. Объяснительная записка к карте новейшей тектоники Западно-Сибирской низменности (масштаба 1:2 500 000). И.П. Варламов (глав.ред.), Е.В. Герман, И.Л. Кузин, Ю.П. Кулаков, А.Н. Ласточкин, Н.Г. Чочиа, 1969, стр. 3-65.
67. Омелин В.М., Славин В.И., Сумоихина И.П., Химич В.Ф. Интерактивная корреляция геологических разрезов по данным ГИС. //Геология нефти и газа- №8, 1989, С. 30-36.
68. Особенности распределения и состава углеводородов в нижнеюрских отложениях юго-востока Западной Сибири /И.А. Олли, М.М. Колганова, В.И. Сухоручко и др. //Геология и нефтегазоносность триас - среднеюрских отложений Западной Сибири. - Новосибирск, 1994. - С. 99 - 109.

69. Проблемы геологии и нефтегазоносности верхнепалеозойских и мезозойских отложений Сибири. Сборник научных трудов. – Н., СНИИГГиМС, 1984, 143 с. 11-32 с.
70. Расчленение и типы разрезов юрских отложений западной части Томской области /Е.Е. Даненберг, Л.Г. Маркова, В.Б. Белозеров и др. //Вопросы биостратиграфии и детальной корреляции мезозойских и кайнозойских отложений Западно-Сибирской равнины. - Тюмень, 1979. - С. 77 - 82.
71. Решения V Межведомственного регионального стратиграфического совещания по мезозойским отложениям Западно-Сибирской равнины, Тюмень, 1990. - Тюмень, 1994. – 54с.
72. Решения 6-го Межведомственного стратиграфического совещания по рассмотрению и принятию уточненных стратиграфических схем по мезозойским отложениям Западной Сибири, Новосибирск, 2003. – Новосибирск: СНИИГГиМС, 2004. – 114с., прил.3 на 31 листе.
73. Ростовцев Н.Н. Западно-Сибирская низменность. Очерки по геологии СССР (по материалам опорного бурения). Т. 1, - Л.: Гостоптехиздат, 1956. - С. 107 - 152.
74. Ростовцев Н.Н. (ред.) Стратиграфический словарь мезозойских и кайнозойских отложений Западно-Сибирской низменности - Л., "Недра", 1978 – 183с.
75. Ростовцев Н.Н. Геология и нефтегазоносность России: Избранные труды. – Тюмень: ОАО «Тюменский дом печати»; 2007 – 672 стр.
76. Салманов Ф.К. Закономерности распределения и условия формирования залежей нефти и газа. М., «Недра», 1974. 280 с.
77. Сапьяник В.В., Зайцева Ю.Л., Тищенко В.М. и др. Перспективы освоения юго-востока Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции в рамках наращивания ресурсной базы ВСТО, //Геология нефти и газа - №1, 2012, – С. 43-54.
78. Словарь по геологии нефти и газа. – Л.: Недра, 1988.-679 с.: ил.
79. Современные методы нефтегазогеологического районирования. Сборник научных трудов. М.: ИГиРГИ, 1992. 163 с.
80. Стадник Е.В., Новые прямые методы геохимических поисков нефти и газа. Серия «Нефтегазовая геология и геофизика». Выпуск 7 (66), Москва, ВНИИОЭНГ, 1984, С. 52.
81. Стасова О.Ф., Андрусевич В.Е., Осина М.И., Чеканова В.Н. Состав углеводородных флюидов нижне-среднеюрских отложений Западной Сибири //Геология и нефтегазоносность нижних горизонтов чехла Западно-Сибирской плиты. Новосибирск, 1990. - С. 27 - 35.
82. Сурков В.С. Тектоническое районирование мезозойско-кайнозойского платформенного чехла Западно-Сибирской плиты. – «Советская геология», 1970, №4, с. 80-89.
83. Сурков В.С. Уманцев Д. Ф. Умперович Н.В. Шамшиков, И.Ф. Шемин Г.Г. Гурари Ф.Г. ред.\СНИИГГиМС (Новосибирск) Тектоника мезозойско-кайнозойского осадочного чехла Западно-Сибирской плиты / Ф. Г. Гурари [и др.]; ред. Ф. Г. Гурари ; Сиб. науч.-исслед. ин-т геологии, геофизики и минер. сырья (Новосибирск). - Новосибирск: СНИИГГиМС, 1974. - 149 с.

84. Сурков В.С., Девятов В.П., Казаков А.М., Смирнов Л.В., Еханин А.Е (СНИИГ-ГиМС), Серебренникова О.В. (ИХН СО РАН), Комаров А.В., Тищенко Г.И. (Томскгеолком) Нефтегазоносные комплексы и нефтегазогеологическое районирование нижне-среднеюрских отложений Томской области. //Геология нефти и газа - № 11, 1997. - С. 4 - 14.

85. Сурков В.С., Серебренникова О.В., Казаков А.М. и др. Седиментогенез и геохимия нижне-среднеюрских отложений юга-востока Западной Сибири. Новосибирск: Наука. Сибирская издательская фирма РАН, 1999. – 213 с.

86. Условия формирования и закономерности размещения залежей нефти и газа (на примере Западно-Сибирской и других эпигерцинских плит СССР) под ред. В.Д. Наливкина и К.А. Черникова – Л.: Недра, 1967.-296 с.: ил.

87. Хафизов Ф.З. Повышение эффективности разведки залежей крупных нефтегазоносных комплексов – Л.: «Недра», 1994.

88. Чистякова Н.Ф. (Тюменский государственный нефтегазовый университет). Термобарические аномалии как отражение формирования залежей углеводородного сырья (на примере Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна). //Геология нефти и газа - № 3, 2004.

89. Шпуров. И.В. Трудноизвлекаемые запасы нефти Российской Федерации. Структура, состояние, перспективы освоения/ И.В. Шпуров, А.Д. Писарницкий, И.П. Пуртова, А.И. Вариченко. – Тюмень: ФГУП «ЗапСибНИИГГ», 2012. – 256 с.

### **Фондовые**

90. Александров Д.В., Меркулов В.П. Прогноз моделей залежей углеводородов юго-восточной части Нюрольской впадины на основе палеомагнитно-петрофизических и литолого-минералогических исследований керн. – Томск, 2004. Томские фонды.

91. Белозеров В.Б., Даненберг Е.Е. ОНИР Геология и основные закономерности размещения неантиклинальных ловушек в юрских отложениях Западно-Сибирской плиты (Томская область).– Томск, 1983. Томские фонды.

92. Волков В.И. (отв. исполнитель). Создание систематизированной оперативной геолого-геофизической информации для обеспечения тематических и научно-исследовательских работ на территории Томской области – Томск, 2000 г. ОАО «Томскнефтегазгеология».

93. Гурова Т.И. Коллекторы и покрышки нефтяных и газовых залежей в мезозойских отложениях юго-восточной части Западно-Сибирской плиты. – Новосибирск, 1975. Фонды СНИИГГиМС.

94. Ежова Е.В., Полумогина Е.Д., Ген Т.Г. и др. Литолого-фациальные предпосылки формирования природных резервуаров нефти и газа в восточной части Нюрольской впадины. – Томск, 2004. Томские фонды.

95. Золотова О.В. геологическое строение и нефтегазоносность байос-батских отложений Каймысовского свода, Верхедемьянского мегавала и прилегающих депрессий.

Диссертация на соискание ученой степени кандидата геолого-минералогических наук. - Новосибирск, 2008. Фонды СНИИГГиМС.

96. Казаков А.М., Смирнов Л.В., Серебренникова О.В. Стратиграфия, литолого-фациальные и геохимические критерии нефтегазоносности юрских отложений Томской области. - Новосибирск, 2000. Фонды СНИИГГиМС.

97. Конторович А.Э. (научн. руководитель), Бурштейн Л.М. (ответ. испол.) «Переоценка перспективных, прогнозных и суммарных начальных ресурсов нефти, газа и конденсата Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции» Отчет Российской Академии Наук, Сибирское отделение институт геологии нефти и газа (ИГНГ СО РАН), Новосибирск, 2003. Фонды ИГНГ СО РАН.

98. Мушин Н.А. Геологическое моделирование Урманского месторождения с площадным прогнозом нефтегазоносности на основе структурно-формационного анализа, данных сейсморазведки и ГИС. – Москва, 2000. Томские фонды.

99. Олли И.А. (отв. исполнитель). Разработка геохимических и гидрогеологических критерий зонального прогноза нефтегазоносности палеозойских и юрских резервуаров нефти и газа на территории Томской области. Отчет СНИИГГиМС. Новосибирск, 1990. Фонды СНИИГГиМС.

100. Сапьяник В.В. (ответ. испол.) «Уточнение количественной оценки ресурсов нефти, газа и конденсата Западно-Сибирской НПП (Томская и Новосибирская области) по состоянию изученности на 01.01.2009 г.» Отчет Федерального государственного унитарного предприятия «Сибирский научно-исследовательский институт геологии, геофизики и минерального сырья» (ФГУП «СНИИГГиМС»), Новосибирск, 2012. Фонды СНИИГГиМС.

101. Славин В.И. Аномально высокие пластовые давления. Происхождения, прогноз, проблемы освоения залежей углеводородов. Диссертация на соискание ученой степени доктора геолого-минералогических наук в форме научного доклада. Санкт-Петербург, 1997.

102. Смирнов Л.В., Казаков А.М., Серебренникова О.В. Оценка перспектив выявления залежей углеводородов нижнеюрского комплекса отложений с разработкой рекомендации по наращиванию минерально-сырьевой базы Томской области.- Новосибирск, 1997. Фонды СНИИГГиМС.

103. Смирнов Л.В., Казаков А.М., Еханин А.Е. Количественная оценка перспектив нефтегазоносности нижне-среднеюрских отложений (Томская область). - Новосибирск, 2004. Фонды СНИИГГиМС.

104. Смирнов Л.В., Зайцев С.П. Мониторинг геологического изучения, состояния и темпов освоения ресурсной базы юго-востока Западно-Сибирской плиты для обеспечения воспроизводства и роста добычи УВ сырья. - Новосибирск, 2008. Фонды СНИИГГиМС.

105. Сурков В.С., Смирнов Л.В., Казаков А.М., Девятов В.П. и др. Литофации и нефтегеологическое районирование нижней юры зоны сопряжения морских и континентальных отложений Западно-Сибирского бассейна //Результаты работ по межведомст-

венной региональной научной программе “Поиск” за 1992 - 1993 годы. Часть II. - Новосибирск, 1995. - С. 28 - 32.

106. Сурков В.С., Смирнов Л.В., Казаков А.М., Фомичев А.С.. Лито-фациальные и геохимические критерии нефтегазоносности нижней-средней юры Западно-Сибирского бассейна. - Новосибирск, 1999. Фонды СНИИГГиМС.

107. Тищенко Г.И. Геологическое строение и нефтегазоносность зоны контакта доюрского фундамента и осадочного чехла юго-восточной части Западно - Сибирской плиты (Томская область) - Диссертация на соискание ученой степени канд. геол. - минер. наук. - Томск, 1978. Томские фонды.

108. Тищенко Г.И. (отв. исполнитель). Корреляция верхней зоны палеозойских резервуаров в пределах юго-восточной части Нюрольского осадочного бассейна. – Томск, 1980. Томские фонды.

109. Тищенко Г.И. (отв. исполнитель). Детальное изучение геологического строения и нефтегазоносности верхней зоны палеозойских образований Томской области для разработки рекомендаций к ежегодным планам поисково-разведочных работ в XI пятилетке (заключительный). - Томск, 1982. Фонды СНИИГГиМС.

110. Тищенко Г.И. (отв. исполнитель). ОНИР условия формирования и закономерности размещения залежей нефти и газа в верхней зоне палеозойских образований Томской области – Томск, 1985. Томские фонды.

111. Фомичев А.С. Конторович А.Э. (научн. руководитель), Бабина Н.М. История и баланс нефтегазообразования в палеозойских и мезозойских комплексах Западно-Сибирской плиты (в связи с оценкой перспектив нефтегазоносности). Отчет СНИИГГиМС, Новосибирск, 1978. Фонды СНИИГГиМС.

112. Фомичев А.С. (отв. исполнитель). Комплексная интерпретация геохимических данных, составление атласа среднемасштабных геохимических карт с целью оценки перспектив нефтегазоносности палеозойских и нижнесреднеюрских отложений Томской области. Новосибирск, 1997. Фонды СНИИГГиМС.